

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Институт нефти и газа

Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

Н.Д. Булчаев

подпись инициалы, фамилия

« ____ » _____ 2016 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

21.03.01.02 «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»

**СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ МЕХАНИЗИРОВАННЫХ СПОСОБОВ
ДОБЫЧИ В УСЛОВИЯХ ВАНКОРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

Руководитель

Нухаев
подпись, дата

доцент, к.т.н
должность, ученая степень

М.Т. Нухаев
инициалы, фамилия

Выпускник

Гуськов
подпись, дата

А.С.Гуськов
инициалы, фамилия

Консультанты:

Безопасность и экологичность
наименование раздела

Мусяченко
подпись, дата

Е.В. Мусяченко
инициалы, фамилия

Нормоконтролер

Помолотова 20.06.2016
подпись, дата

О.В. Помолотова
инициалы, фамилия

Красноярск 2016

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Институт нефти и газа
«Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

_____ Булчаев Н.Д.

подпись инициалы, фамилия

« _____ » _____ 2016 г.

ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме бакалаврской работы

Студенту Гуськову Александру Сергеевичу

Группа ЗНБ11-04. Направление (специальность) 21.03.01.02

«Нефтегазовое дело. Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти».

Тема выпускной квалификационной работы: «Сравнительный анализ механизированных способов добычи в условиях Ванкорского месторождения.»

Утверждена приказом по университету № _____ от _____

Руководитель ВКР М.Т. Нухаев, доцент, к.т.н

Исходные данные для ВКР: Пакет технической, технологической и нормативной информации по Ванкорскому газо-нефтяному месторождению, тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, научная литература, отчеты о научно-исследовательской работе.

Перечень разделов ВКР:

1. Геолого-физическая характеристика месторождения;
2. Характеристика текущего состояния разработки;
3. Сравнительный анализ механизированных способов добычи;
4. Безопасность и экологичность.

Руководитель ВКР

Нухаев
подпись

Нухаев М.Т.

инициалы и фамилия

Задание принял к исполнению

Гуськов

Гуськов А.С.

подпись, инициалы и фамилия студента

« ____ » _____ 2016 г.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа состоит из 87 страниц, 17 рисунков, 21 таблицы, 26 источников литературы.

СКВАЖИНЫ ГОРИЗОНТАЛЬНЫЕ, МЕХОНИЗИРОВАННАЯ ДОБЫЧА, УЭЦН, ШВН, УШСН, ГАЗЛИФТ, ВАНКОРСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ.

Объектом исследования являются анализ механизированных способов добычи для условий Ванкорского месторождения.

Цель работы – оценка и выбор оптимального способа механизированной добычи нефти для условий Ванкорского месторождения.

В работе приведены сведения о геолого–физической характеристике Ванкорского нефтегазоконденсатного месторождения, характеристика фонда скважин, основные показатели разработки.

В процессе работы проводились сравнительный анализ основных видов механизированной добычи, рассматриваются преимущества и недостатки, а также осложняющие факторы эксплуатации в условиях Ванкорского месторождения.

В работе предложена газлифтная эксплуатация как альтернатива УЭЦН, которая позволяет экономически эффективно эксплуатировать скважины месторождения как на начальном этапе обустройства месторождения (бескомпрессорный или внутрискважинный газлифт), так и на позднем после строительства газокompрессорной станции.

Для выполнения выпускной квалификационной работы использовался текстовый редактор Microsoft Word, таблицы и графики выполнялись в Microsoft Excel. Презентация подготовлена с помощью Microsoft Power Point.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	5
1. Геология месторождения	6
1.1 Общие сведения о месторождении	6
1.2 Геолого-физическая характеристика месторождения	10
1.3 Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных коллекторов, вмещающих пород и покрышек	16
1.4 Физико-химические свойства пластовых флюидов	17
1.5 Запасы нефти, газа, КИН.....	28
2. Технологическая часть	31
2.1 Текущее состояние разработки месторождения.....	31
2.2 Анализ текущего состояния разработки.....	32
2.3 Сравнение утвержденных и фактических показателей разработки	35
2.4 Анализ состояния фонда скважин.....	37
2.5 Анализ примененных методов, направленных на увеличение извлечения нефти из пластов и интенсификации добычи нефти.....	38
2.6 Анализ выработки запасов нефти	40
2.7 Анализ эффективности реализуемой системы разработки	40
3. Сравнительный анализ механизированных способов добычи.....	43
3.1 Штанговая скважинная насосная установка.....	45
3.2 Штанговый винтовой насос	52
3.3 Установка погружного электроцентробежного насоса	56
3.4 Газлифтная эксплуатация.....	63
3.5 Анализ применимости методов механизированной добычи для условий Ванкорского месторождения	68
4. Безопасность и экологичность.....	73
4.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ.....	73
4.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ	75

4.3 Санитарно-гигиенические требования к помещениям и размещению используемого оборудования	76
4.4 Обеспечение безопасности технологического процесса	78
4.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности	79
4.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях	81
4.7 Экологичность проекта	82
Заключение	84
Обозначения и наименования	85
Список использованных источников	86

ВВЕДЕНИЕ

На данный момент на Ванкорском месторождении единственный способ механизированной добычи это эксплуатация скважин с помощью УЭЦН. Но тем не менее эксплуатация УЭЦН к сожалению не обходится без ремонтов скважин.

В дипломной работе были рассмотрены альтернативы УЭЦН в качестве механизированной добычи в условиях Ванкорского месторождения в том числе: ШНСУ, ШВН и газлифтная эксплуатация.

Газлифтная эксплуатация является хорошей альтернативой УЭЦН и позволяет экономически эффективно эксплуатировать скважины месторождения как на начальном этапе обустройства месторождения (бескомпрессорный или внутрискважинный газлифт), так и на позднем после строительства газокompрессорной станции.

Данная работа выполнена с использованием научно-технической и периодической литературы. В проекте приведены сведения о геолого-физической характеристике Ванкорского нефтегазоконденсатного месторождения, характеристика фонда скважин, основные показатели разработки.

1. Геология месторождения

1.1 Общие сведения о месторождении

Ванкорское газонефтяное месторождение расположено в Туруханском районе и, в пределах Северо-Ванкорского лицензионного участка, на территории Дудинского района Таймырского муниципального района Красноярского края. Ближайший населенный пункт г. Игарка находится в 142 км, а районный центр п. Туруханск - в 300 км к юго-западу от месторождения - Рисунок 1.1.

Район относится к слабо населённым с плотностью населения менее 1 человека на кв. км. В г. Игарка имеется речной порт и аэропорт, который способен принимать тяжёлые самолёты.

Постоянная дорожная сеть в районе месторождения и на прилегающих территориях отсутствует. Необходимые материалы и оборудование в г. Игарка завозятся водным путём по р. Енисей. Общая протяженность водной магистрали Красноярск-Игарка - 1747 км. На площадь Ванкорского месторождения основной объём грузов может завозиться только зимой, после достаточного промерзания болот, когда начинают функционировать временные зимние дороги (зимники). Расстояние по зимнику от г. Игарка до площади месторождения в среднем 150 км.

Ближайшие месторождения, находящиеся в промышленной эксплуатации: Мессояхское, Южно- и Северо-Соленинское, расположены в 160-180 км на север-северо- запад от Ванкорского. Месторождения связаны газопроводом с г. Норильском и конденсатопроводом с г. Дудинкой, где имеется цех по переработке конденсата. В 200 км к запад-юго-западу от Ванкорского месторождения находится Заполярное месторождение, на котором расположена ближайшая точка магистрального газопровода системы «Трансгаза».

Во второй половине 2009 года был введен в тестовую эксплуатацию 556-километровый нефтепровод Ванкор-Пурпе диаметром 820 мм, связывающий месторождение с магистральным нефтепроводом «Транснефти».

Эксплуатационное бурение на лицензионном участке ведется с 2006 г. в соответствии с «Технологической схемой разработки Ванкорского месторождения» (протокол заседания ЦКР Роснедра от 01.06.2006 № 3662).

Климат района резко континентальный. Территория находится в зоне постоянного вторжения холодных арктических масс воздуха со стороны Северного Ледовитого океана и отличается продолжительной холодной зимой (8-9 месяцев) и умеренно теплым летом, большими годовыми и суточными перепадами температур воздуха. Продолжительность зимнего периода - 8 месяцев, с октября по май. Среднегодовая температура воздуха - минус 10 оС. Наиболее холодные месяцы - декабрь, январь, февраль: средняя температура - минус 26 оС, в отдельные дни температура воздуха опускается до минус 57 оС. Устойчивый снежный покров образуется в начале октября, мощность снегового покрова неравномерна: на равнинных участках - до одного метра; в оврагах, распадках - до 3,0 м. Разрушение устойчивого снежного покрова начинается в середине мая, заканчивается к середине июня. Среднегодовое количество осадков около 450 мм, наибольшее количество осадков приходится на август - сентябрь. В весенне-летний период на территории преобладают ветры северного и северо-западного направления, зимой - южные и юго-западные. Максимальная скорость ветра достигает 25 м/с, средняя скорость ветра - 5-7 м/с.

Месторождение находится в зоне распространения многолетнемерзлых пород. В среднем толщина этой зоны составляет 450-480 м, толщина деятельного слоя - 0,5-1,0 м.

Гидрографическая сеть принадлежит бассейну р. Большая Хета и ее притокам (р. Лодочная и др.). Река Б. Хета судоходна для малотоннажных (водоизмещением до 1000 т) судов в весенний период в течение 25-30 дней от участка месторождения до устья, где она впадает в р. Енисей, являющейся основной транспортной системой Красноярского края, и протекающей в 100 км восточнее месторождения. Ширина реки Б. Хета в устье достигает 500 м, в районе месторождения - 200 м. Река Лодочная не судоходна, шириной около 50 м, глубиной 0,3-2,0 м. Ледоход начинается с верховьев реки в середине апреля и заканчивается в середине июня, в это же время заканчивается ледоход и на

Енисее (п. Игарка, 5-8 июня, Дудинка - 20-25 июня). Ледостав начинается в первых числах октября, продолжительность навигации 130 суток.

1.2 Геолого-физическая характеристика месторождения

Данные об абсолютных отметках уровней контактов представлены в Таблице 1.1 и Рисунках 1.1 и 1.2.

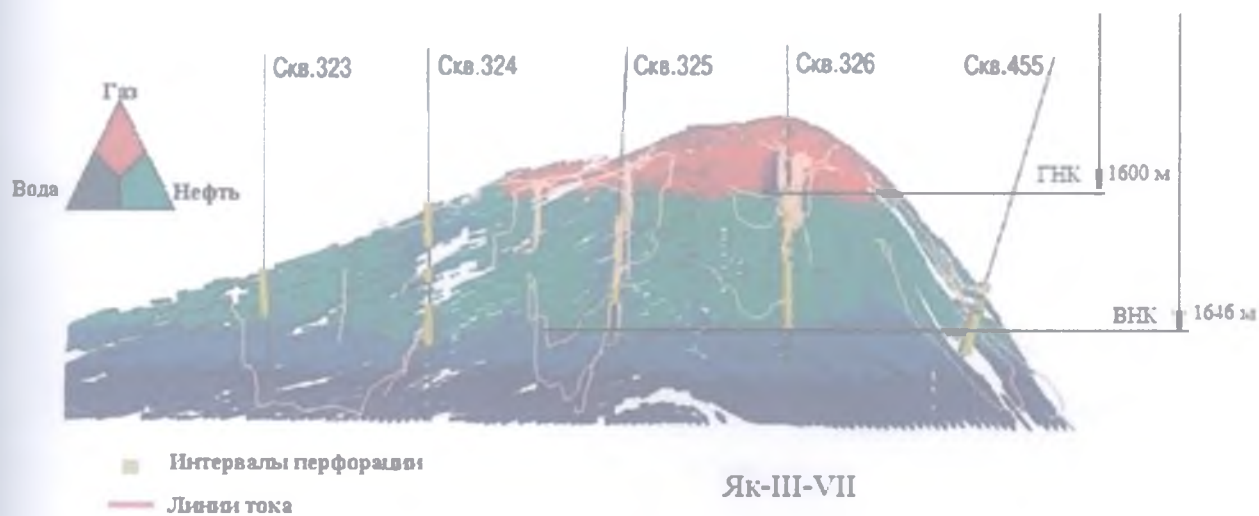


Рисунок 1.2 – Геологический разрез пласта Як-III-VII

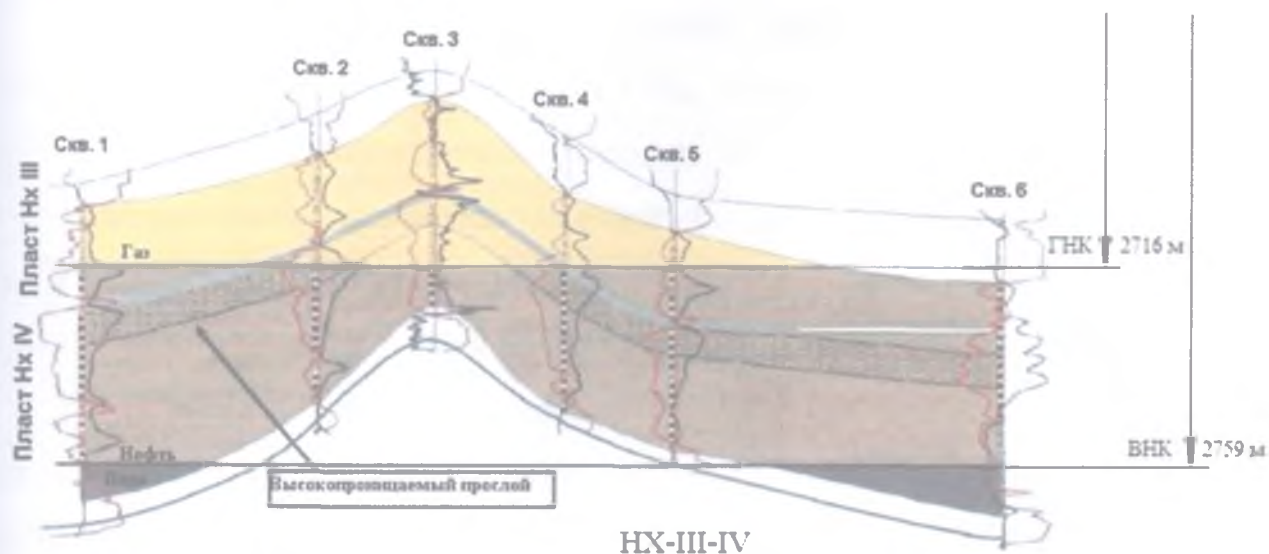


Рисунок 1.3 – Геологический разрез пласта Нх-III-IV

Таблица 1.1 – Абсолютные отметки уровней контактов

Пласт	ГНК, м	ГВК, м	ВНК, м	ЗСВ, м
Дл-I-III	-	978,6	-	-
Як-I	-	1579,9	-	-
Як-II	-	1593,4	-	-
Як-III-VII	1600,0	-	1646,0	1655,0
Сд-IX	-	-	2378,8	2383,8
Нх-I	-	-	2668,0	2675,0
Нх-III-IV	2716,0	-	2759,0	2780,0

Рассматриваемая территория находится в пределах Большехетской структурной мега- террасы, положительного незамкнутого элемента I порядка в пределах Надым-Тазовской синеклизы.

В пределах Большехетской мегатеррасы выделяется Сузунское, и Лодочное валообразные поднятия. Ванкорская структура осложняет северное окончание Лодочного валообразного поднятия.

Ванкорское поднятие по всем картируемым уровням представляет собой изометричную структуру, вытянутую с юга на север.

По кровле долганской свиты поднятие замыкается изогипсой -980 м, имеет длину 28,3 км, и ширину 8,8-14,9 км, соотношение длинной и короткой осей 3,2-1,9. Высота поднятия 60 м, площадь 313,8 км. Южный купол поднятия оконтуривается изогипсой -950 м, имеет высоту 30 м и площадь 213 км². Северный купол по этому уровню не сформирован. На его месте находится 4 мелких брахиантиклинали амплитудой менее 10 м.

По кровле нижнеяковлевской подсвиты Ванкорское поднятие оконтуривается изогипсой -1600 м, имеет длину 30,3 км и ширину 5,6-13,3 км. Соотношение длинной и короткой осей 2,3-5,4. Высота поднятия 70 м, площадь 269,2 км². Северный и Южный купола замыкаются изогипсой -1580 м. Южный купол имеет высоту 45 м и площадь 115,6 км², а Северный - 20 м и 45,5 км², соответственно.

По кровле нижнехетской свиты Ванкорское поднятие оконтуривается изогипсой -2620 м, имеет длину 32,1 км и ширину 11,7-18,1 км. Соотношение длинной и короткой осей 1,8-2,7. Высота поднятия 120 м, площадь 462,8 км. Северный и Южный купола замыкаются изогипсой -2570 м. Южный купол имеет высоту 70 м и площадь 133,5 км, а Северный - 25 м и 41,5 км, соответственно. По уровню нижнехетской свиты Ванкорское поднятие осложнено малоамплитудными разломами, смещение по которым не превышает 10 м. Данные разломы отчетливо видны на сейсмических профилях.

Нефтегазопродуктивность Ванкорского месторождения связана с долганским, яковлевским, суходудинским и нижнехетским уровнями. Месторождение является многозалежным, на Государственном балансе на 01.01.2008 г. числятся три газовые залежи - Дл-I-III, Як-I и Як-II, приуроченные к долганской и яковлевской свитам, две нефтяные залежи - Сд-IX и НХ-I, приуроченные к суходудинской и нижнехетской свитам и две газонефтяных залежи - Як-III-VII и НХ-III-IV, приуроченные к яковлевской и нижнехетской свитам.

Общая характеристика продуктивных залежей и статистические показатели неоднородности приведены в таблицах 1.2 и 1.3 соответственно.

Таблица 1.2 - Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов

Параметры	Объекты разработки						
	Дл-I-III	Як-I	Як-II	Як-III-VII	Сд-IX	НХ-I	НХ-III-IV
Средняя глубина залегания (абсолютная отметка), м	1100	1647	1659	1671	2400	2670	2786
Тип залежи	Пластовый, сводовый литологически экранированный			Массивный, сводовый		Пластовый, сводовый литологически экранированный	Пластовый, сводовый
Тип коллектора	Терригенный						
Площадь нефтегазоносности, тыс.м ²	247500	23328	72220	271480	17996	384920	301410
Средняя общая толщина, м	29	10	40	82	41	21	62
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	-	-	-	19,1	5,3	6,3	17,3
Коэффициент пористости, доли ед.	0,26	0,27	0,25	0,27	0,20	0,20	0,20
Коэффициент нефтенасыщенности ЧНЗ, доли ед.	-	-	-	-	-	0,48	-
Коэффициент нефтенасыщенности пласта, доли ед.	-	-	-	0,61	0,60	0,46	0,53
Проницаемость, 10 ⁻³ мкм ²	1288	51	26	480	40	20	240
Коэффициент песчанистости, доли ед.	0,47	0,20	0,10	0,63	0,95	0,37	0,68
Начальная пластовая температура, оС	12	30	30	34	53	59	65
Начальное пластовое давление, МПа	9,6	15,8	15,8	15,9	23,5	25,4	27,1
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	-	-	-	8,9	1,0	0,7	0,7
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м3	-	-	-	0,850	0,725	0,693	0,688
Абсолютная отметка ГНК / ГВК, м	979	1580	1593	1600	-	-	2716
Абсолютная отметка ВНК, м	-	-	-	1650	2379	2667	2760
Объемный коэффициент нефти, доли ед.				1,120	1,377	1,422	1,458
Давление насыщения нефти газом, МПа	-	-	-	15,9	23,5	25,4	27,1
Газовый фактор, м3/т	-	-	-	61	177	202	211

Таблица 1.3 – Характеристика толщин

Толщина	Наименование	Зоны пласта (горизонта)
		Все зоны
1	2	3
Як-III-VII		
Общая	Среднее, м	82,4
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,32
	Интервалы изменения, м	8,9-129,3
Эффективная	Среднее, м	57,0
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,36
	Интервалы изменения, м	9,4-97,8
в том числе:		
Нефтенасыщенная	Среднее, м	19,1
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,60
	Интервалы изменения, м	6,9-45,8
Водонасыщенная	Среднее, м	28,5
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,53
	Интервалы изменения, м	6,2-46,0
Газонасыщенная	Среднее, м	5,9
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,50
	Интервалы изменения, м	0,8-30,6
НХ-I		
Общая	Среднее, м	21,2
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,10
	Интервалы изменения, м	16,6-24,7
Эффективная	Среднее, м	9,8
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,41

Окончание таблицы 1.3

Нефтенасыщенная	Среднее, м	6,3
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,48
	Интервалы изменения, м	1,0-16,2
Водонасыщенная	Среднее, м	2,9
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,32
	Интервалы изменения, м	0,1-2,9
Газонасыщенная	Среднее, м	-
	Коэффициент вариации, д.ед.	-
	Интервалы изменения, м	-
НХ-III-IV		
Общая	Среднее, м	62,0
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,29
	Интервалы изменения, м	3,2-77,7
Эффективная	Среднее, м	49,0
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,29
	Интервалы изменения, м	2,8-56,6
в том числе:		
Нефтенасыщенная	Среднее, м	17,3
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,55
	Интервалы изменения, м	12,4-36,3
Водонасыщенная	Среднее, м	11,0
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,83
	Интервалы изменения, м	0,1-23,7
Газонасыщенная	Среднее, м	16,5
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,10
	Интервалы изменения, м	1,1-23,8
Дл-I-III		
Общая	Среднее, м	28,8
	Коэффициент вариации, доли ед.	8,6
	Интервалы изменения, м	10,7-41,8
Эффективная	Среднее, м	15,2
	Коэффициент вариации, доли ед.	6,2
	Интервалы изменения, м	6,9-29,5
Газонасыщенная	Среднее, м	11,2
	Коэффициент вариации, доли ед.	7,7
	Интервалы изменения, м	2,4-29,5
Водонасыщенная	Среднее, м	6,5
	Коэффициент вариации, доли ед.	4,3
	Интервал изменения, м	1,2-15,2

1.3 Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных коллекторов, вмещающих пород и покрышек

Коллекторские свойства пород продуктивного разреза Ванкорского месторождения охарактеризованы данными лабораторного исследования керна и результатами интерпретации материалов ГИС.

Отбор керна произведен в 6-ти скважинах: ВН-2, ВН-4, ВН-5, ВН-9, ВН-10 и СВ-1. Наименьший вынос керна получен в рыхлых песчаниках долганской свиты. Из яковлевских отложений вынесен керн из уплотненных песчано-алевритовых пластов и вмещающих пород. Наиболее полный вынос керна получен из отложений нижнехетской свиты.

Литология долганской свиты освещена керном в интервале глубин 985,0 – 1018,0 м (скв.СВ-1). Свита в основном представлена аргиллитами, мягкими, хрупкими, массивными, иногда неяснослоистыми за счет включения плотного алевrolита. В средней части толщи в интервале 999,0 – 1004,0 м встречен пласт алевrolитов, крупнозернистых, неяснослоистых за счет включения хрупких аргиллитов. Встречаются многочисленные растительные остатки. В основании свиты прослеживается (0,8 м) пласт песчаника толщиной 0,8 м, мелко- и тонкозернистого, кварцполевошпатового, некарбонатного, неслоистого, однородного с глинистым цементом.

Коллекторы горизонта Як-I-VII яковлевской свиты представлены слаболитифицированными алевrolитовыми песчаниками, преимущественно массивной текстуры. Кое-где встречаются тонкие косые прерывистые прослойки углистого материала и темной слюды. По вещественному составу песчаники относятся к аркозовым. Породы неравномерно карбонатизированы. Содержание кальцита изменяется от 1 до 18 %.

Пористость по керну достигает 32,9%, проницаемость 1950 мД. Средняя пористость пластов - коллекторов по керну составляет 24,2% (110 образцов), а

средняя проницаемость – 300,3 мД (98 образцов). Средняя величина водонасыщенности – 32,9% (41 образец).

По данным ГИС среднее значение пористости 29,7% (197 определений), средняя проницаемость – 512,4 мД, а средняя величина коэффициента нефтенасыщенности составляет 53,7% (87 определений).

Покрышкой продуктивного горизонта служит пачка алевроито-глинистых пород толщиной до 20 м. Породы покрышки керном не охарактеризованы.

Коллекторы горизонта Нх-I, III-IV нижнехетской свиты сложены песчаниками массивной текстуры, карбонатизированными (от 2 до 23%). Присутствие карбонатного материала снижает коллекторские свойства.

Пористость по керну достигает 30,2%, проницаемость 1387 мД. Средняя пористость пластов - коллекторов по керну составляет 17,9% (206 образцов), а средняя проницаемость – 50,1 мД (197 образцов). Средняя величина коэффициента водонасыщенности – 49,8% (135 образцов).

По данным ГИС средняя пористость равна 19,8% (146 определений), средняя проницаемость – 42,3 мД а средняя нефтенасыщенность составляет 50,8% (108 определений).

Покрышками для коллекторов нижнехетской свиты служат глинисто-алевролитовые отложения.

1.4 Физико-химические свойства пластовых флюидов

Пласты Дл-I-III

Пласты Дл-I-III охарактеризованы только шестью пробами свободного газа, отобранными на устье (таблица 1.7). Газ по своему составу относится к сухим, содержание метана составляет 91,3-98,6% (при среднем значении 95,4%), 3,5% от объема газа занимает азот. Содержание тяжелых углеводородов не превышает 1%. Плотность свободного газа, в среднем, равна 0,83 кг/м³. Коэффициент сверхсжимаемости равен 0,842.

Пласты группы Як

По результатам хроматографического анализа в компонентных составах жидкой и газовой фаз пластовой и разгазированной нефтей (таблица 1.6) сероводород отсутствует.

Нефтяной газ сухой. Коэффициент жирности составляет 3,2 %. Молярная доля метана в газе однократного разгазирования пласта Як-III-VII равна 94,2 %. Молекулярная масса пластовой нефти составляет 192,2 г/моль. По плотности (при однократном разгазировании) нефть пластов Як-III-VII относится к тяжелым (902,3 кг/м³). Вязкость нефти в пластовых равна 8,9 мПа·с. Нефть относится к средневязким.

Нефть пластов характеризуется как малосернистая, малопарафинистая, малосмолистая, с содержанием асфальтенов от 0,1 % до 0,7 %, с выходом фракций до 350 °С от 38 до 77 % объемных.

Исследования свободного газа не проводились.

Пласт Сд-IX

По пласту Сд-IX отобрана всего одна поверхностная проба. Основные физико-химические свойства пластовой нефти были определены расчетным способом - с помощью программы FLPROP, они представлены в таблице 1.4. По плотности (при однократном разгазировании) нефть относится к средним (867 кг/м³). Вязкость нефти в пластовых условиях составляет 1,0 мПа·с, что позволяет отнести ее к маловязким.

Нефть пласта Сд-IX характеризуются как малосернистая, парафинистая, малосмолистая, с содержанием асфальтенов около 0,06 %, с выходом фракций более 300°С - 67 %. Температура начала кипения нефти 117 °С. Плотность поверхностной нефти в пробе составляет 867 кг/м³.

Пласты группы НХ

По результатам хроматографического анализа в пластовой нефти (таблица 1.6) сероводород отсутствует.

Нефтяной газ жирный. Коэффициент жирности изменяется в пределах от 9,8% (НХ-I) до 17,7 % (НХ-III-IV). Газ, выделяющийся при однократном разгазировании нефти пласта НХ-I, более обогащен тяжелыми углеводородами (C₆+ - 1,45 %), чем газ пласта НХ- III-IV; молярная доля метана в газе однократного разгазирования пласта НХ-III-IV ниже (82,1 %), чем в НХ-I (90,1 %). Молекулярная масса пластовой нефти изменяется в диапазоне от 101,2 (НХ-III-IV) до 108,3 г/моль (НХ-I). По плотности (при однократном разгазировании) нефть пластов группы НХ легкая (828,1 - 839,2 кг/м³).

Вязкость нефти в пластовых условиях равна 0,7 мПа·с. Соответственно, нефть пластов группы НХ относится к маловязким.

Нефти пластов группы НХ характеризуются как малосернистые, парафинистые, малосмолистые, с содержанием асфальтенов от 0,2 (пласт НХ-III-IV) до 0,3 % (пласт НХ-I), с выходом фракций до 350 °С от 56,3 (пласт НХ-III-IV) до 60 % объемных (пласт НХ-I).

Характеристика свободного газа представлена по трем пробам, отобраным на устье, для пластов НХ-III-IV (таблица 1.7). Газ относится к сухим - среднее содержание метана 94,5 %, и характеризуется низким содержанием тяжелых гомологов метана. Этана, в среднем, содержится 0,2 %. Относительная плотность по воздуху в среднем по пласту составляет 0,58.

Залежи пластов Як-III-VII и НХ-III-IV характеризуются наличием газовой шапки, поэтому пластовое давление на уровне ГНК равно давлению насыщения: в жидкости, находящейся в термодинамическом равновесии с газом, растворено максимально возможное (при данных термобарических условиях) количество газа; при сколь угодно малом уменьшении давления в системе часть газа, растворенного в жидкой фазе, выделяется, при увеличении давления в системе часть газа переходит в жидкое состояние. Поэтому можно

утверждать, что система газ-жидкость, находящаяся в равновесии при определенной температуре и давлении, является насыщенной (то есть вблизи поверхности раздела фаз давление насыщения жидкости и давление конденсации насыщенного пара равны давлению в системе). Таким образом, пластовая нефть при наличии газовой шапки является насыщенной вблизи ГНК, при этом давление насыщения нефти равно пластовому давлению на уровне ГНК. Это обстоятельство затрудняет отбор корректных глубинных проб нефти, т. к. депрессия при отборе пробы вызывает разгазирование пластовой нефти.

Таблица 1.4 - Свойства пластовой нефти Ванкорского месторождения

Наименование параметра	Численные значения	
	Диапазон значений	Принятые значения
Пласты Як-III-VII		
Пластовое давление, МПа	15,6-16,5	15,9
Пластовая температура, °С	30,3-35	34,0
Давление насыщения нефти газом, МПа	7,18-15,4	15,9
Газосодержание нефти (стандартная сепарация), м ³ /т	26,1-57,5	61,6
Плотность нефти в условиях пласта, кг/м ³	815-873,4	850,1
Вязкость нефти в условиях пласта, мПа·с	4,5-24,4	8,9
Коэффициент сжимаемости пластовой нефти, 10 ⁻⁴ 1/МПа	6,1-10,6	5,7
Объемный коэффициент нефти, доли ед.:		
-при однократном разгазировании	1,057-1,148	1,121
-при дифференциальном разгазировании	1,105-1,116	1,120
Пласт Сд-IX		
Пластовое давление, МПа	-	23,5
Пластовая температура, °С	-	53
Давление насыщения нефти газом, МПа	-	23,5
Газосодержание нефти (стандартная сепарация), м ³ /т	-	184,4
Плотность нефти в условиях пласта, кг/м ³	-	724,6
Вязкость нефти в условиях пласта, мПа·с	-	1,063
Коэффициент сжимаемости пластовой нефти, 10 ⁻⁴ 1/МПа	-	-
Плотность дегазированной нефти, кг/м ³ , при 20 °С:		
-при однократном разгазировании	-	868,7
-при дифференциальном разгазировании	-	867,0
Объемный коэффициент нефти, доли ед.:		
-при однократном разгазировании	-	1,399
-при дифференциальном разгазировании	-	1,377
Количество исследованных проб (скважин)	-	-
Пласт НХ-I		
Пластовое давление, МПа	25,4-27,2	25,4
Пластовая температура, °С	58,7-64	59
Давление насыщения нефти газом, МПа	15,9-21,1	25,4
Газосодержание нефти (стандартная сепарация), м ³ /т	110,8-160,2	210,8
Газосодержание нефти (ступенчатая сепарация), м ³ /т	123,4-153	202,0
Плотность нефти в условиях пласта, кг/м ³	701,3-728,4	692,8
Вязкость нефти в условиях пласта, мПа·с	0,7-1,1	0,7
Коэффициент сжимаемости пластовой нефти, 10 ⁻⁴ 1/МПа	10,0-19,1	18,2

Окончание таблицы 1.4

Пласты НХ-III-IV		
Пластовое давление, МПа	16,1-27,7	27,1
Пластовая температура, °С	32,8-66	65
Давление насыщения нефти газом, МПа	12,9-24,9	27,1
Газосодержание нефти (стандартная сепарация), м ³ /т	114,8-205,5	220,3
Газосодержание нефти (ступенчатая сепарация), м ³ /т	120,5-159,8	211
Плотность нефти в условиях пласта, кг/м ³	695,0-738,7	687,6
Вязкость нефти в условиях пласта, мПа·с	0,7-12,3	0,7
Коэффициент сжимаемости пластовой нефти, 10 ⁻⁴ 1/МПа ⁴	6,1-28	18,3
Объемный коэффициент нефти, доли ед.:		
-при однократном разгазировании	1,073-1,434	1,487
-при дифференциальном разгазировании	1,269-1,546	1,457

Таблица 1.5 - Физико-химическая характеристика дегазированной нефти Ванкорского месторождения

Наименование параметра	Кол-во исследованных		Диапазон значений	Среднее значение
	скважин	проб		
1	2	3	4	5
Пласты Як-III-VII				
Плотность при 20 °С, кг/м³	11	18	893,0-917,0	903,7
Вязкость, мПа·с	11	18	53,9-218,9	93,8
при 20 °С			16,2-19,9	17,6
при 50 °С				
Молярная масса, г/моль	2	4	300-312	303,8
Температура застывания, °С	10	17	(-54)-(-30)	-42,3
Температура плавления парафина, °С	10	17	50-65	57
Температура начала кипения, °С	11	18	66-239	164
Пласт Сд-IX				
Плотность при 20 °С, кг/м³	1	1	867	867
Вязкость, мПа·с	1	1	22,9	22,9
при 20 °С			-	-
при 50 °С				
Молярная масса, г/моль	-	-	-	-
Температура застывания, °С	1	1	-57	-57
Температура плавления парафина, °С	1	1	50	50
Температура начала кипения, °С	1	1	117	117
Фракционный состав (объемное содержание выкипающих), %				
до 100 °С	-	-	-	-
до 150°С	1	1	2,5	2,5
до 200 °С	1	1	7,5	7,5
до 250 °С	1	1	15	15
до 300 °С	1	1	32	32
до 350 °С	1	1	67	67
Шифр технологической классификации	IT₁П₂			
Пласт НХ-I				
Плотность при 20 °С, кг/м³	11	13	822,4-883,9	838
Вязкость, мПа·с	11	13	4,7-152	21,5
при 20 °С			3,2-17,5	10,3
при 50 °С			2	
Молярная масса, г/моль	1	1	213,5	213,5
Температура застывания, °С	8	9	-4-16	3,3
Массовое содержание, %				
серы	11	13	0,1-0,4	0,2
смола силикагелевых	11	13	6,9-12,7	9,8
асфальтенов	9	10	0,1-0,7	0,3
воды	8	8	0,4-51,9	10,2
мехпримесей	8	9	0,01-0,6	0,1

Таблица 1.6 – Компонентный состав нефтяного газа, дегазированной и пластовой нефти

Параметр	Ванкорское месторождение				
	при однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях		при дифференциальном разгазировании пластовой нефти в рабочих условиях		пластовая нефть
	выделившийся газ	нефть	выделившийся газ	нефть	
	2	3	4	5	
1	2	3	4	5	6
Пласты Як-III-VII					
Молярная концентрация компонентов, %					
-сероводород	-	-	-	-	-
-диоксид углерода	0,84	0,01	0,92	0,04	0,32
-азот+редкие в т. ч. гелий	1,94	0,02	0,13	-	0,08
-метан	94,24	0,10	95,84	0,45	35,87
-этан	2,21	0,15	2,69	0,49	1,10
-пропан	0,23	0,07	0,06	0,04	0,11
-изобутан	0,19	0,07	0,05	0,11	0,09
-нормальный бутан	0,08	0,03	0,02	0,04	0,03
-изопентан	0,08	0,05	0,01	0,09	0,05
-нормальный пентан	0,03	0,02	-	0,02	0,02
-гексаны C ₆ +	0,15	99,59	0,27	98,72	62,31
Молярная масса г/моль	16,9	297,9	17,4	303,6	192,17
Плотность:					
-газа, кг/м ³	0,71		0,69		
-газа (отн. по воздуху),	0,59		0,59		
-нефти, кг/м ³		902,3		901,9	850,0
Пласт НХ-I					
Молярная концентрация компонентов, %					
-сероводород	-	-	-	-	-
-диоксид углерода	0,44	0,01	0,74	0,01	0,24
-азот+редкие в т. ч. гелий	0,68	-	0,28	-	0,37
-метан	90,05	0,24	89,12	0,27	50,42
-этан	1,58	0,07	2,33	0,12	0,93
-пропан	2,40	0,34	2,96	0,83	1,53
-изобутан	0,84	0,35	0,81	0,73	0,63
-нормальный бутан	1,36	0,86	1,48	1,19	1,16
-изопентан	0,59	1,08	0,49	1,41	0,80
-нормальный пентан	0,58	1,34	0,58	1,54	0,91
-гексаны C ₆ +	1,45	95,71	1,21	93,88	43,00
Молярная масса г/моль	19,8	220,4	19,9	216,1	108,3
Плотность:					
-газа, кг/м ³	0,90		0,84		

Таблица 1.7 - Характеристика свободного газа Ванкорского месторождения

№ скв.	Пласт	Интервал отбора пробы	Состав газа в % об.													Условия отбора
			CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₈	iC ₄ H ₁₀	nC ₄ H ₁₀	iC ₅ H ₁₂	nC ₅ H ₁₂	ΣC ₆ H ₁₄	He	CO ₂	N ₂	H ₂	
Вн-6	Дл-I-III	1014-1019	92,96	0,25	0,02							0,03	0,56	6,18		
Вн-6	Дл-I-III	1014-1019	98,07									0,004		1,93	0	
Вн-7	Дл-I-III	1010-1026	98,187	0,066	0,001	0,002	0,001	0,00008	0,034	0,000011	0,0001	0,0018	0,39	1,35		на устье
Вн-7	Дл-I-III	1010-1026	97,158	0,027	0,00002	0,002	0,001	0,00001	0,015	0,000002	0,0001	0,002	1,220	1,590		на устье
Вн-10	Дл-I-III	1006-1022	97,93	0,24	0,06	0,004	0,023	0,026	0,011	0,008	0,01	0,013		1,66	0,02	на устье
Вн-10	Дл-I-III	1006-1022	95,97	0,55	0,03		0,010	0,007	0,014	0,022	0,004		1,15	2,25		на устье
Вн-11	Дл-I-III	1025-1037	91,784	0,108	0,0015	0,0060	0,0020	0,00019	0,000195	0,00126	0,00055	0,01796	0,7400	7,28	0,044	на устье
Вн-11	Дл-I-III	1025-1037	89,868	0,105	0,0015	0,0061	0,0020	0,00021	0,0002	0,00125	0,00054	0,01767	1,6300	8,32	0,034	на устье
Вн-14	Дл-I-III	1009-1018	92,112	0,048	0,00005	0,0031	0,00001	0,00001	0,00004	0,000003	0,00010	0,01199		7,82		на устье
Вн-14	Дл-I-III	1009-1018	82,100	0,047	0,0004	0,0027	0,00002	0,00002	0,00009	0,00002	0,00025	0,01804		17,83		на устье
Вн-14а	Дл-I-III	1006-1018	86,191	0,056	0,0006	0,0033	0,00001	0,00001	0,00007	0,000009	0,00015	0,01723		13,73		на устье
Вн-14а	Дл-I-III	1006-1018	83,759	0,058	0,0005	0,002	0,00001	0,00001	0,00005	0,000003	0,00018	0,01817		16,16		на устье
Вн-8	Як-III-VII	1642-1645; 1650 -1654	97,78	0,766	0,012		0,022	0,0025	0,0107	0,0009	0,024	0,54	0,841			на устье
Вн-4	Нх-III-IV	2727-2740	91,04	3,26	1,28	0,004	0,839	0,986	0,439	0,258	0,138	0,002	0,22	1,53		на устье
Вн-4	Нх-III-IV	2760-2770	88,45	3,38	1,97	0,012	1,672	1,911	0,621	0,403	0,218		0,28	1,08		на устье
Вн-4	Нх-III-IV	2758-	88	3,22	1,55	0,013	1,452	2,106	1,312		0,26		0,36	1,73		В режиме ОПК
Вн-8	Нх-III-IV	2744-2754	90,31	2,015	1,586	0,011	0,618	0,791	0,381	0,28	0,271	0,008		3,46	0,01	на устье
Вн-8	Нх-III-IV	2744-2754	92,19	1,742	1,45	0,011	0,425	0,524	0,261	0,187	0,252	0,008		2,73	0,01	на устье

Таблица 1.8 - Свойства и состав пластовых вод Ванкорского месторождения

Параметр	Диапазон значений	Среднее значение
1	2	3
Пласты Дл-I-III		
Газосодержание, м ³ /м ³	-	2,5
Плотность воды, кг/м ³		
- в стандартных условиях	1006,8-1011,0	1007,4
- в условиях пласта	-	1006,4
Вязкость воды в условиях пласта, мПа-с	-	1,2
Коэффициент сжимаемости, 10 ⁻⁴ -1/МПа	-	4,8
Объемный коэффициент воды, доли ед.	-	1,002
Химический состав вод, (мг/л)/(мг-экв/л)		
Na ⁺ + K ⁺	3418,8-5000,6/148,7-217,1	4572,2/198,6
Ca ⁺²	108,4-707,2/5,4-35,3	422,7/21,1
Mg ⁺²	36,5-60,4/3-4,9	53,8/4,4
Cl ⁻	5390-9035,2/151,8-254,8	7815,0/220,3
HCO ₃ ⁻	237,9-335,5/3,9-5,5	291,2/4,8
CO ₃ ⁻²	15-18/0,5-0,6	18/0,6
SO ₄ ⁻²	1,2-37,4/0,03-0,8	10,5/0,2
NH ₄ ⁺	6,1-9,8/0,3-0,5	8,6/0,5
B ⁻	1,9-10	6,7
I ⁻	9,9-10,2/0,08	10/0,1
Br ⁻	25-33,9/0,3-0,4	31,5/0,4
Общая минерализация, г/л	9,3-15,1	13,2
Водородный показатель, pH	7-8	7,5
Жесткость общая, (мг-экв/л)	8,9-40,3	25,5
Химический тип воды (по В. А. Сулину)	Хлоридно-кальциевый	
Количество исследованных проб (скважин)	7(2)	
Пласты Як-III-VII		
Газосодержание, м ³ /м ³	-	2,5
Плотность воды, кг/м ³		
- в стандартных условиях	1010,0-1011,0	1010,0
- в условиях пласта	-	1005,8
Вязкость воды в условиях пласта, мПа-с	-	0,8
Коэффициент сжимаемости, 10 ⁻⁴ -1/МПа	-	4,8
Объемный коэффициент воды, доли ед.	-	1,007
Химический состав вод, (мг/л)/(мг-экв/л)		
Na ⁺ + K ⁺	5041-5559,4/218,1-240,8	5353,1/231,8
Ca ⁺²	391,6-694,4/19,5-34,6	539,4/26,9
Mg ⁺²	73,1-120,4/6,0-9,9	102,3/8,4
Cl ⁻	8366,4-9440,2/235,9-266,2	9080,4/256,1
HCO ₃ ⁻	97,6-451,4/1,6-7,4	315,2/5,2
CO ₃ ⁻²	-	-
SO ₄ ⁻²	0,8-4,9/0,02-0,1	2,9/0,1
NH ₄ ⁺	6,7-10,0/0,2-0,6	8/0,4
B ⁻	1,6-4,0	2,5

Окончание таблицы 1.8

1	2	3
Общая минерализация, г/л	14,4-16,2	15,5
Водородный показатель, рН	7,1	7,1
Жесткость общая, (мг-экв/л)	28,9-44,5	35,2
Химический тип воды (по В. А. Сулину)	Хлоридно-кальциевый	
Количество исследованных проб (скважин)	4(3)	
Пласт НХ-I		
Газосодержание, м ³ /м ³	-	2,9
Плотность воды, кг/м ³		
- в стандартных условиях	997,5-1013,3	1004,0
- в условиях пласта	-	993,3
Вязкость воды в условиях пласта, мПа-с	-	0,5
Коэффициент сжимаемости, 10 ⁻⁴ -1/МПа	-	4,9
Объемный коэффициент воды, доли ед.	-	1,019
Химический состав вод, (мг/л)/(мг-экв/л)		
Na ⁺ + K ⁺	419,3-6069,0/18,2-263,9	3363,4/145,6
Ca ⁺²	60,1-693/2,7-34,5	446,4/22,3
Mg ⁺²	9,7-72,4/1,0-6,0	31,7/2,7
Cl ⁻	280-13860/86,8-302,4	6251,0/176,3
HCO ₃ ⁻	96-3062,2/1,6-50,2	585/9,7
CO ₃ ⁻²	-	-
SO ₄ ⁻²	12,3-130,0/0,3-2,7	55,4/1,5
NH ₄ ⁺	12,8-23,0/0,7-1,3	16,4/0,9
B ⁻	0,1-4,9	2,02
Г	0,3-9,4/0,002-0,1	4,1/0,03
Br ⁻	39,9-45,2/0,5-0,6	42,4/0,5
Общая минерализация, г/л	1,6-16,2	13,1
Водородный показатель, рН	6,9-7,7	7,3
Жесткость общая, (мг-экв/л)	3,5-150,5	59,7
Химический тип воды (по В. А. Сулину)	Хлоридно-кальциевый	
Количество исследованных проб (скважин)	9(3)	
Пласты НХ-III-IV		
Газосодержание, м ³ /м ³	-	3,1
Плотность воды, кг/м ³		
- в стандартных условиях	1001,3-1020,8	1007,6
- в условиях пласта	-	986,0
Вязкость воды в условиях пласта, мПа-с	-	0,5
Коэффициент сжимаемости, 10 ⁻⁴ -1/МПа	-	4,9
Объемный коэффициент воды, доли ед.	-	1,022
Химический состав вод, (мг/л)/(мг-экв/л)		
Na ⁺ + K ⁺	2461,9-6410,1/107,0-276,1	3740,4/161,6
Ca ⁺²	45,1-765,5/2,3-38,2	160,8/8,0
Mg ⁺²	3,7-75,9/0,3-6,2	31,4/2,6
Cl ⁻	3150-10680,6/88,8-3754,4	5523,9/155,7
HCO ₃ ⁻	214,0-3123,2/3,5-51,2	871,0/14,3
CO ₃ ⁻²	36-45/1,2-1,5	40,5/1,4

1.5 Запасы нефти, газа, КИН

По величине извлекаемых запасов нефти рассматриваемое месторождение относится к категории крупных. По сложности геологического строения входит в число объектов второй группы, характеризующихся невыдержанностью толщин продуктивных пластов, изменчивостью параметров, наличием различных литологических экранов.

Сведения о запасах УВС принятых на государственный баланс в 2008 приведены в таблицах 1.9 – 1.11.

Таблица 1.9 - Состояние запасов нефти на 01.01.2009 г.

Объекты, ме- сторождение в целом	Начальные запасы нефти, тыс. т										Текущие запасы нефти, тыс. т				
	утвержденные ГКЗ Роснедра					На государственном балансе									
	геологические		извлекаемые		КИН С1/С2, доли ед.	геологические		извлекаемые		КИН С1/С2, доли ед.	геологические		извлекаемые		Текущи й КИН, доли ед.
	A+B+C1	C2	A+B+C1	C2			A+B+C1	C2	A+B+C1		C2		A+B+C1	C2	
Як-III-VII	518033	177709	239249	81416	0,462/0,458	518033	177709	239249	81416	0,462/0,458	518033	177709	239249	81416	0
НХ-I	71515	57660	26532	21389	0,371/0,371	71515	57660	26532	21389	0,371/0,371	71515	57660	26532	21389	0
НХ-III-IV	264528	102179	107626	41624	0,407/0,407	264528	102179	107626	41624	0,407/0,407	264528	102179	107626	41624	0
Сд-IX	5349	1792	1728	579	0,323/0,323	5349	1792	1728	579	0,323/0,323	5349	1792	1728	579	0
Всего по ме- сторождению	859425	339340	375135	145008	0,436/0,427	859425	339340	375135	145008	0,436/0,427	859425	339340	375135	145008	0

Таблица 1.10 - Состояние запасов свободного газа, газа газовых шапок на 01.01.2009 г.

Объект	Утвержденные ГКЗ Роснедра		На государственном балансе			
	Начальные геологические запасы, млн.м ³		Начальные геологические запасы, млн.м ³		Текущие геологические запасы, млн.м ³	
	ABC1	C2	ABC1	C2	ABC1	C2
Свободный газ						
Дл-I-III	29 722	14 613	29 722	14 613	29 722	14 613
Як-I	1 580	279	1 580	279	1 580	279
Як-II	768	4 034	768	4 034	768	4 034
Всего по месторождению	32 070	18 926	32 070	18 926	32 070	18 926
Газ газовых шапок						
Як-III-VII	7 872	913	7 872	913	7 872	913
НХ-III-IV	36885	2587	36885	2587	36885	2587

Таблица 1.11 - Состояние запасов конденсата на 01.01.2009 г.

Объект	Утвержденные ГКЗ Роснедра						На государственном балансе									
	Начальные геологические запасы, тыс.т		Начальные извлекаемые запасы, тыс.т		КИК, доли ед.		Начальные геологические запасы, тыс.т		Начальные извлекаемые запасы, тыс.т		КИК, доли ед.		Текущие извлекаемые запасы, тыс.т		Текущий КИК, доли ед.	
	ABC ₁	C2	ABC ₁	C2	ABC ₁	C2	ABC ₁	C2	ABC ₁	C2	ABC ₁	C2	ABC ₁	C2	ABC ₁	C2
НХ-III-IV	-	8814	0	4848	-	0,550	-	8814	0	4848	-	0,550	0	0	-	-
Всего по месторождению	-	8814	0	4848	-	0,550	-	8814	0	4848	-	0,550	0	0	-	-

2. Технологическая часть

2.1 Текущее состояние разработки месторождения

Ванкорское месторождение открыто в 1988 г, в промышленную разработку введено в 2009 г.

Основные проектные решения:

выделение 8 эксплуатационных объектов: двух нефтяных: Сд-IX и Нх-I, газонефтяного Як-III-VII, нефтегазоконденсатного Нх-III-IV, двух газовых: Дл-I-III и Як-I (газовая шапка), двух нефтегазовых залежей Як-II и Як-I.

разработка нефтяных объектов с поддержанием пластового давления; газовых и нефтегазовых объектов на естественном режиме;

Максимальные проектные уровни:

добычи нефти и газоконденсата – 22000 тыс.т. (2014г.)

добычи газового конденсата – 314 тыс.т. (2014г.)

добычи жидкости – 70073 тыс.т. (2022г.)

закачки воды – 62665 тыс.м3 (2018г.)

закачка газа – 2500 млн.м3 (2019г.)

добычи свободного газа – 2341 млн.м3 (2017г.)

добычи газа из газовых шапок – 4452 млн.м3 (2016г.)

добычи растворённого газа – 2484 млн.м3 (2014г.)

использование растворённого газа – не менее 95% (2014г.)

Системы размещения скважин:

объект Сд-IX – радиальная схема размещения горизонтальных скважин с длиной горизонтального участка 1000 м;

объект Нх-I – однорядная схема размещения горизонтальных скважин с расстоянием между скважинами и длиной горизонтального участка 1000 м;

объект Як-III-VII – блочно-квадратная схема размещения скважин с расстоянием между скважинами 1000м, длина горизонтального участка добывающих скважин 1000 м;

объект Нх-III-IV – однорядная схема размещения скважин с расстоянием между скважинами 1000 м, длина горизонтального участка 1000 м;

объект Дл-I-III – избирательная схема размещения скважин с длиной горизонтального участка 300 м;

объект Як-I (газовая залежь) – избирательная схема размещения скважин, за счет перевода скважин с нижележащего объекта Як-III-VII.

объекты Як-I и Як-II – избирательная схема размещения скважин, за счет бурения БГС с нижележащего объекта Як-III-VII.

Общий проектный фонд скважин – 680, в т.ч. добывающих 378 (369 горизонтальных), нагнетательных – 188 (72 горизонтальных), газовых – 22, газонагнетательных – 6, водозаборных – 76, наблюдательных – 10.

Накопленная добыча нефти – 493 154 тыс.т. Достижение КИН по месторождению по категории ВС1 – 0,434.

2.2 Анализ текущего состояния разработки

Основные эксплуатационные объекты, добывающие нефть – Як-III-VII, Нх-I, Нх-III-IV, Сд-IX, газ – Дл-I-III.

Дл-I-III

По состоянию на 01.01.2014 г. из газового объекта Дл-I-III добыто 1641 млн. м³. газа, при проектной – 1617 млн. м³. Действующий фонд добывающих скважин – 18 ед. (по проекту 18).

Данный объект используется в качестве регулятора поставок газа в Единую систему газоснабжения России ОАО «Газпром». Годовые отборы газа определяются в зависимости от добычи попутного газа нефтяных объектов разработки Як-III-VII, Нх-I, Сд-IX и Нх-III-IV, технологическими потребностями объектов подготовки и энергетики, закачки газа в пласт Нх-III-IV.

Як-III-VII

По состоянию на 01.01.2014 г. из газонефтяного объекта Як-III-VII добыто 47 501 (по проекту 46 797) тыс.т нефти и 65 804 (по проекту 65106) тыс. т жидкости, что составляет 67,5 % от общей добычи нефти по месторождению – 70 407 тыс. т. Накопленная закачка воды составила 56158 тыс. м³, накопленная компенсация отбора закачкой – 49%.

Годовой отбор от НИЗ составил 5,8 % (по проекту 5,5 %). Пробуренный фонд скважин 248 ед. соответствует проектному (248 скв.). Средняя обводненность добывающих скважин ниже проектной и составляет 42 % (проект 43 %). Средний дебит нефти и жидкости равен 249 и 429 т/сут (проектный 232 и 408 т/сут).

По состоянию на 01.01.2014 г. действующий фонд добывающих скважин составил 192 скважины (из них: 178 нефтяных и 14 нагнетательных, находящихся в отработке на нефть) и 51 скважина в нагнетании. Действующий фонд состоит из 186 скважин, оборудованных ЭЦН и 6 скважин, работающих фонтанным способом эксплуатации (ФОН). Добыча нефти механизированным фондом – 13 775 тыс. т, фонтанными скважинами – 529 тыс.т.

На 01.01 2014 г. средний коэффициент продуктивности равен 14,4 м³/сут./атм.

Нх-I

По состоянию на 01.01.2014г. из нефтяного объекта Нх-I добыто 4337 (по проекту 4317) тыс.т нефти (отклонение + 0,5 %) и 4829 (по проекту 4787) тыс. т жидкости, что составляет 6,2 % от общей добычи нефти по месторождению – 70 407 тыс. т. Накопленная закачка воды составила 2 732 тыс. м³, компенсация отбора закачкой – 26%.

Годовой отбор от НИЗ составил 2.5 % (по проекту 2.4 %). Пробуренный фонд скважин 69 ед. соответствует проектному (69 скв.). Средняя обводненность добывающих скважин составила 21 % (проект 19 %). Средний дебит нефти и жидкости выше проектных показателей 82 и 103 т/сут (проектные 76 и 93 т/сут).

По состоянию на 01.01.2014 г. действующий фонд добывающих скважин составил 44 скважины (из них: 33 нефтяных и 11 нагнетательных, находящихся в отработке на нефть) и 22 скважины в нагнетании. Добыли при фонтанном способе эксплуатации 53 тыс.т нефти, при ЭЦН – 1176,7 тыс.т нефти.

На 01.01.2014 г. средний коэффициент продуктивности равен 2,9 м³/сут/атм.

Нх-III-IV

По состоянию на 01.01.2014 г. из нефтегазоконденсатного объекта Нх-III-IV добыто 18 561 (по проекту 19 295) тыс.т нефти (отклонение на – 3,8 %) и 22 102 (по проекту 23 319) тыс. т жидкости, что составляет 27,4 % от общей добычи нефти по месторождению.

Годовой отбор от НИЗ составил 4 % (по проекту 5 %). Пробуренный фонд скважин 126 ед. превышает проектный (116 скв.). Средняя обводненность добывающих скважин ниже проектной и составляет 26 % (проект 28 %). Средний дебит нефти и жидкости ниже проектных показателей 203 и 275 т/сут (проектные 232 и 321 т/сут).

По состоянию на 01.01.2014 г. действующий фонд добывающих скважин составил 80 скважин (60 нефтяных и 20 нагнетательных, находящихся в отработке на нефть) и 29 скважин в нагнетании. Закачали 4688,1 тыс. м³ воды, средняя приемистость нагнетательной скважины составила 569 м³/сут. Добыли при фонтанном способе эксплуатации 4010,8 тыс.т нефти, при ЭЦН – 1574,8 тыс.т нефти.

На 01.01.2014 г. средний коэффициент продуктивности равен 14,3 м³/сут./атм.

Сд-IX

Объект введен в разработку в 2013 году. По состоянию на 01.01.2014 г. из нефтегазового объекта Сд-IX добыто 8,3 (по проекту 9) тыс.т нефти (отклонение на – 7,8 %) и 15,3 (по проекту 16) тыс. т жидкости, что составляет - 4,4 % от общей добычи нефти по месторождению.

Отбор от НИЗ составил 0,36 % (по проекту 0,39 %). Пробуренный фонд скважин 2 ед. соответствует проектному (2 скв.). Средняя обводненность

добывающих скважин выше проектной и составляет 45,8 % (проект 44 %). Средний дебит нефти и жидкости ниже проектных показателей 23,2 и 42,7 т/сут (проектные 30/50 т/сут).

Действующий фонд добывающих скважин составил 2 ед., из них 2 скважины приходится на эксплуатацию с ЭЦН, система ППД отсутствует.

2.3 Сравнение утвержденных и фактических показателей разработки

Сопоставление проектных и фактических показателей разработки Ванкорского месторождения представлено в таблице 2.1.

Таблица 2.1 - Сопоставление проектных и фактических технологических показателей добычи нефти Ванкорского месторождения за 2013 г.

№ п/п	Показатели	2013	
		проект	факт
1	Добыча нефти, тыс. т.	21137	21127
2	Добыча конденсата, тыс. т.	295	313
3	Ввод новых доб. скважин, шт	94	102
4	Сред. сут. деб. неф. нов. скв., т/сут	199	179
5	Сред. число дней раб. нов. скв., дни	238	163
6	Средняя глубина новых скважин, тыс. м.	3.5	3.3
7	Фонд добывающих скважин на конец года, шт	326	336
8	Фонд механизированных скважин, шт	287	273
9	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт	110	119
10	Средний дебит действ. скважин по жикости, т/сут	324.2	339.7
11	Средняя обводненность продукции действ. скважин	38	37
12	Средний дебит действ. скважин по нефти, т/сут	194	210.5
13	Средняя приемистость нагн. скважин, м ³ /сут	917	954
14	Добыча жидкости, всего, тыс. т.	34238.8	33785
15	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0.064	0.064
16	Закачка рабочего агента. тыс. м ³ /год	29809	28426
17	Компенсация отбора: текущая, %	51	46
18	Добыча газа газовых шапок, млн. нм ³ /год	4115	3615
19	Добыча растворенного газа, млн. нм ³ /год	2493	2478

За 2013 год добыто нефти и конденсата: 21 432 тыс. т (проект), 21 440 тыс. т (факт, отклонение + 0,04 %), и жидкости 34 239 тыс.т (проект) тыс.т, 33 785 тыс.т (факт, отклонение – 1,33 %), отклонение фактической годовой добычи от проектной в пределах допустимого. Закачано воды 28 426 тыс. м³, обводненность – 38 % (компенсация текущая – 46 %). Действующий фонд добывающих скважин составил 318 ед. (из них: 273 нефтяных и 45 нагнетательных, находящихся в отработке на нефть), среднесуточный дебит по нефти 211 т/сут, по жидкости 340 т/сут. Действующий фонд нагнетательных скважин составил 102 ед., закачка воды производилась в объекты Як-III-VII, Нх-III-IV и Нх-I, средняя приемистость нагнетательной скважины 954 м³/сут. За счет фонтанного способа эксплуатации добыли 4592.7 тыс.т нефти, 16534.3 тыс.т нефти – ЭЦН.

Динамика основных показателей разработки представлена на рисунке 2.1.

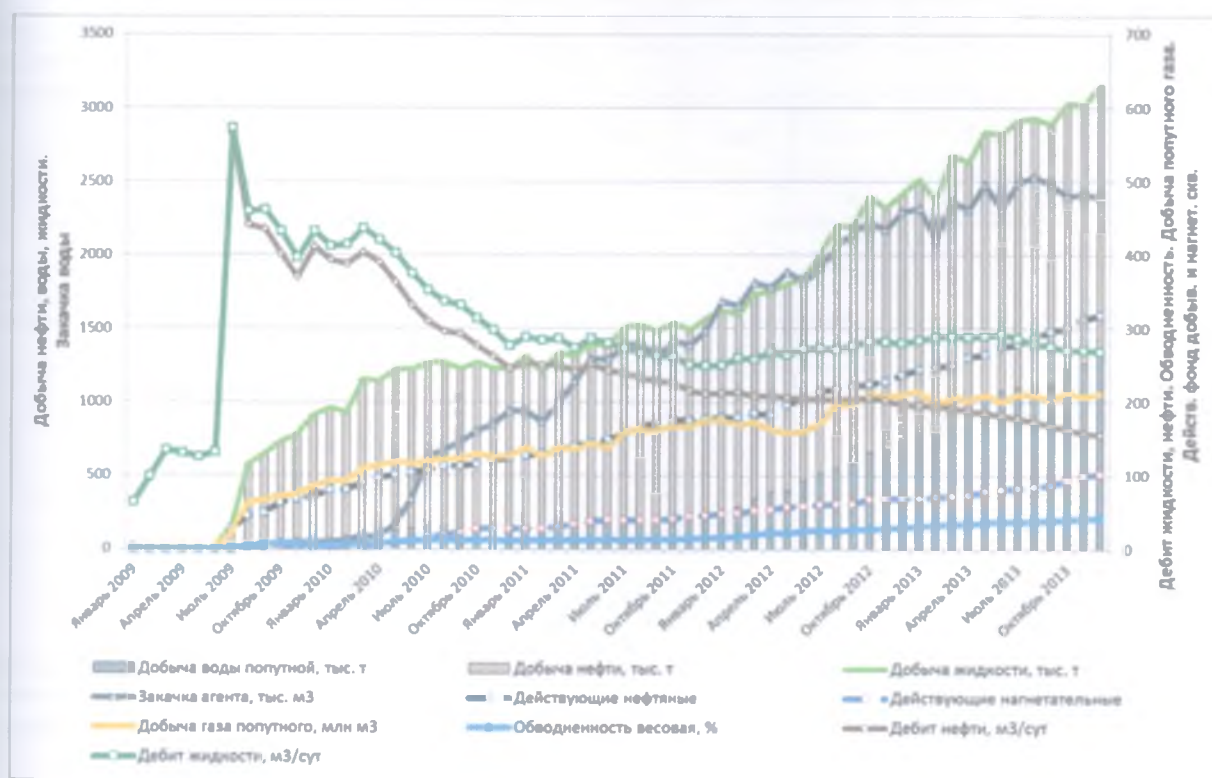


Рисунок 2.1 - Динамика основных показателей разработки Ванкорского месторождения

2.4 Анализ состояния фонда скважин

По состоянию на 01.01.2014 г. на Ванкорском месторождении пробурено 540 скважины, в т.ч. 291 добывающих, из которых 183 скважины на объект Як-III-VII, 72 скважины на Нх-III-IV, 34 скважины – на Нх-I и 2 скважины на Сд-IX; 151 нагнетательных (65 – Як-III-VII, 53 – Нх-III-IV, 33 – Нх-I), 22 газовых – Дл-I-III и 76 водозаборных.

Подробная характеристика приведена в таблице 2.2.

Таблица 2.2 - Характеристика фонда скважин по состоянию на 01.01.2014 г.

Наименование	Характеристика фонда скважин	Як-III-VII	Нх-III-IV	Нх-I	Дл-I-III	Сд-IX	Нс	Итого
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Фонд добывающих скважин	Пробурено	183	72	34	0	2	0	291
	Переведены из нагнетания в отработку на нефть	14	20	11	0	0	0	45
	Всего	197	92	45	0	2	0	336
	В том числе:							
	Действующие, дающие нефть	192	80	44	0	2	0	318
	Из них фонтанные	6	36	1	0	0	0	43
	ЭЦН	186	44	43	0	2	0	275
1	2	3	4	5	6	7	8	9
	Бездействующие	1	0	0	0	0	0	1
	Наблюдательные	4	12	1	0	0	0	17
	Переведены под закачку	1	1	0	0	0	0	2
Фонд нагнетательных скважин	Пробурено	65	53	33	0	0	0	151
	Переведены из добывающих	1	1	0	0	0	0	2
	Всего	66	54	33	0	0	0	153
	В том числе:							
	Под закачкой	51	29	22	0	0	0	102
	Наблюдательные	1	5	0	0	0	0	6
	В отработке на нефть	14	20	11	0	0	0	45

Из общего объема накопленной добычи нефти на 01.01.2014 – 28 % (19 630 тыс. т) получено за счет фонтанного способа эксплуатации, 72 % (50 776 тыс. т) – за счет ЭЦН, в том числе из нагнетательных скважин, находящихся в отработке на нефть – 9 757 тыс.т нефти.

Сравнение фонда скважин по дебиту и обводненности представлено в таблице 2.3.

Таблица 2.3 - Распределение действующего фонда по дебитам и обводненности

Дебит нефти, т	Обводненность, %			
	0-20	20-50	50-70	>70
1	2	3	4	5
Як-III-VII				
<300	61	14	11	27
300-500	9	7	7	3
500-700	3	6	3	-
>700	1	2	-	-
Нх-I				
<100	26	3	3	4
1	2	3	4	5
100-200	6	-	-	-
200-300	-	-	1	-
>300	-	1	-	-
Нх-III-IV				
<200	15	12	3	14
200-400	25	2	4	-
400-600	3	2	-	-
>600	1	-	-	-

2.5 Анализ примененных методов, направленных на увеличение извлечения нефти из пластов и интенсификации добычи нефти

Ванкорское месторождение находится на первой стадии разработки. Интенсивно ведется эксплуатационное бурение, в связи с этим, основным геолого-технологическим мероприятием является ввод новых горизонтальных скважин.

Из мероприятий направленных на интенсификацию притока на Ванкорском месторождении осуществлялся гидроразрыв пласта (ГРП), а также мероприятия по оптимизации работы добывающих скважин (оптимизация работы внутрискважинного оборудования). Обработки призабойной зоны добывающих

скважин не проводились по причине технологической сложности проведения поинтервальных обработок в горизонтальной секции скважины длиной 1000 м. Так как месторождение находится на первой стадии разработки крупномасштабные мероприятия по повышению нефтеотдачи пластов не проводились, однако основное запланированное мероприятие направленное на увеличение выработки нефти – зарезка боковых горизонтальных стволов (ЗБС). Операции по воздействию на пласт химическими реагентами не осуществлялись.

Гидравлический разрыв пласта:

Так как запасы нефти на объектах Як-III-VII и Нх-III-IV являются контактными, проведение операции ГРП на данных пластах приведет к ускоренному прорыву подошвенной воды либо газа газовой шапки. Таким образом проведение операции ГРП возможно лишь на объекте Нх-I с краевой водой.

По состоянию на 01.01.2014 на Ванкорском месторождении было проведено 7 операций ГРП на горизонтальных скважинах. Из них: 2 одностадийных ГРП в скважинах, пребывавших в работе и 5 многостадийных (от 3 до 6 стадий) ГРП на скважинах, вводимых из бурения.

При оценке дополнительной добычи данных скважин можно говорить о минимальном двукратном превышении накопленной добычи нефти над добычей без проведения мероприятий по ГРП. Однако на текущий момент не представляется возможным корректно оценить эффективность мероприятий ГРП в связи с невозможностью прогнозирования изменения обводненности, что связано с высокими значениями обводненности, полученными при запуске скважин возможно за счет вовлечения в добычу связанной воды нижних изолированных пропластков пласта Нх-I. Кроме этого, не до конца изучено влияние трещин ГРП на риски прорывов воды от нагнетательных скважин по причине еще не оконченного процесса формирования системы ППД и относительно небольших объемов закачки.

2.6 Анализ выработки запасов нефти

Исходя из анализа выработки запасов можно отметить следующее:

по объекту Як-III-VII выработка запасов идет равномерно, области, не затронутые фильтрацией за счет геологических особенностей пласта, вовлекаются в добычу при помощи скважин уплотняющего фонда;

по объекту Нх-I не вырабатывается значительная часть запасов, сосредоточенная в низкопроницаемой зоне коллектора, базовым фондом вовлечь в работу данную зону невозможно, необходимо проведение дополнительных испытаний операции многостадийного ГРП с целью установления причин роста обводненности на скважинах после проведения операции;

по объекту Нх-III-IV не вовлечен в разработку пропласток Нх-III с пониженной проницаемостью, для вовлечения его в разработку необходимо бурение горизонтальных скважин, вскрывающих только данный пропласток.

2.7 Анализ эффективности реализуемой системы разработки

Объект Як-III-VII

Основной объект разработки Як-III-VII является водоплавающей залежью с газовой шапкой, блочно-квадратной схемой размещения скважин с расстоянием между скважинами 1000 м, длина горизонтального участка добывающих скважин 1000 м, по северной части предполагается уплотнение до 700 м при длине ствола 700 м.

Основные выводы по объекту Як-III-VII:

- велика вероятность снижения объема газовой шапки и сопутствующая потеря запасов подвижной нефти, необходимо провести замеры давления в ГШ и контролировать уровень ГНК во времени, провести мероприятия по ограничению добычи газа из ГШ, рассмотреть варианты барьерного заводнения в ГШ;

- текущего фонда нагнетательных скважин недостаточно для компенсации отборов жидкости, необходим перевод части добывающих скважин в нагнетание либо бурение дополнительного фонда нагнетательных скважин;
- массовое наличие трещин авто-ГРП на нагнетательном фонде приводит к неэффективному вертикальному вытеснению запасов нефти, необходимо рассмотреть мероприятия по выравниванию профиля притока (ОРЗ, закачка гелей).

Объект Нх-І

Объект разработки Нх-І является залежью с газовой шапкой, однорядной схемой размещения горизонтальных скважин с расстоянием между скважинами и длиной горизонтального участка 1000 м.

Основные выводы по объекту Нх-І:

- значительное снижение пластового давления обусловлено длительным процессом формирования системы ППД, однако фонд нагнетательных скважин разбурен и уровень компенсации отборов растет.
- значительная часть геологических запасов не вовлечена в разработку, так как находится в области пласта с крайне низкими ФЕС. Вовлечь эти запасы в разработку возможно лишь с применением операции ГРП, однако при проведении пробных операций ГРП возникла проблема с высвобождением воды из вскрытых трещинами пропластков и, как следствие, значительный рост обводненности скважин. Кроме этого, наличие трещин ГРП на добывающих скважинах повышает риски прорыва воды от нагнетательных скважин, так как сетка не ориентирована по направлению развития трещин и все созданные трещины направлены в сторону нагнетательных скважин.

Объект Нх-III-IV

Объект разработки Нх-III-IV является нефтегазоконденсатной залежью с краевой водой, однорядной схемой размещения скважин с расстоянием между скважинами 1000 м, длина горизонтального участка 1000 м. с уплотняющим бурением.

Основные выводы по объекту Нх-III-IV:

- значительное снижение пластового давления обусловлено не законченным процессом формирования системы ППД на севере залежи, в 2014 году планируется перевод из отработки на нефть в нагнетание скважин внутриконтурного заводнения, так как приконтурное заводнение недостаточно эффективно поддерживает пластовое давление. Закачка газа в газовую шапку на юге залежи должна была осуществляться с конца 2012 г., однако по причине задержки строительства и ввода объектов наземной инфраструктуры она была отложена и началась лишь в октябре 2013 года, что сильно повлияло на уровень компенсации в подгазовой зоне пласта;
- значительная часть геологических запасов не вовлечена в разработку, так как находится в зоне пласта с крайне низкими ФЕС. Вовлечь эти запасы в разработку возможно лишь разбуриванием горизонтальных скважин, вскрывающих только пласт Нх-III и применением компоновок ОРЗ в нагнетательных скважинах с целью контроля процесса вытеснения.

3. Сравнительный анализ механизированных способов добычи

В данный момент в эксплуатации Ваанкорского месторождения находится три объекта разработки Як III-VII, Нх I, Нх III-IV. Основными объектами разработки месторождения являются Як III-VII, 60 % геологических запасов, Нх III-IV, 28 % геологических запасов нефти.

Для установления технологического режима работы скважин определяющим параметром является её продуктивность, зависящая от фильтрационных свойств коллектора, степени совершенства вскрытия пласта, состояния призабойной зоны, состава и свойств флюидов.

При выборе оптимального способа добычи нефти необходимо учитывать:

- соответствие производительности оборудования диапазону ожидаемых дебитов скважин и условий эксплуатации;
- соответствие технических и технологических условий эксплуатации погружного оборудования условиям конкретной скважины;
- соответствие требованиям правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности, при проектировании и ведении работ по добыче, сбору и подготовке нефти и газа;
- применяемый способ добычи, наряду с другими факторами, должен обеспечить оптимальные технико-экономические показатели уровней и объёмов разработки месторождения.

На текущий момент скважины Ванкорского месторождения эксплуатируются фонтанным способом и с помощью УЭЦУН. В таблице 3.1 представлено распределение добывающего фонда скважин.

Таблица 3.1 Фонд добывающих скважин

Параметр	Ванкорское			
	пласт Як 3-7	пласт Нх 3-4	пласт Сд 9	пласт Нх 1
Эксплуатационный фонд	144	87	-	46
Действующий фонд, в т.ч.	126	71	-	36
УЭЦН	119	21	-	34
ФОН	7	50	-	2
Добыча жидкости, т/сут	60309.03	10623.29	-	1316.99
ФОН	1869.12	8491.23	-	307.4
УЭЦН	58439.9	2132.05	-	1009.59
Добыча нефти, т/сут	38314.1	9635.89	-	1286.58
ФОН	1549.2	8319.18	-	306.85
УЭЦН	36764.9	1316.44	-	979.73
Периодический фонд	0	0	-	0
Ликвидированы	6	6	-	6
В накоплении	4	1	-	1
Остановлены	5	0	-	1
В бурении	13	6	-	6
Бездействующий фонд	9	15	-	8

Целью данной работы является анализ возможности применения основных механизированных способов добычи и сравнить их с целью применения в условиях Ванкорского месторождения. В данной работе рассмотрены следующие виды механизированной добычи:

- Штанговая скважинная насосная установка (ШНСУ)
- Штанговый винтовой насос (ШВУ)
- Установка погружного электроцентробежного насоса (УЭЦН)
- Газлифтная эксплуатация (ГЛ)

В дипломной работе не рассматриваются другие виды механизированной добычи (например гидропоршневые насосные установки, струйные насосные установки, диафрагменные насосы и другие) из-за их меньшего внедрения и распространения.

3.1 Штанговая скважинная насосная установка

Штанговая скважинная насосная установка (ШСНУ) включает [1,2,3]:

1. Наземное оборудование: станок-качалка (СК), оборудование устья.
2. Подземное оборудование: насосно-компрессорные трубы (НКТ), насосные штанги (НШ), штанговый скважинный насос (ШСН) и различные защитные устройства, улучшающие работу установки в осложненных условиях.

Отличительная особенность ШСНУ состоит в том, что в скважине устанавливают плунжерный (поршневой) насос, который приводится в действие поверхностным приводом посредством колонны штанг (Рис. 3.1).

Глубинная штанговая насосная установка (Рис. 3.1) состоит из:

- скважинного насоса 2 вставного или не вставного типов,
- насосных штанг 4,
- насосно-компрессорных труб 3,
- подвешенных на планшайбе или в трубной подвеске 8,
- сальникового уплотнения 6,
- сальникового штока 7,
- станка-качалки 9,
- фундамента 10 и тройника 5:
- на приеме скважинного насоса устанавливается защитное приспособление в виде газового или песочного фильтра 1.

Станок-качалка сообщает штангам возвратно-поступательное движение, близкое к синусоидальному. СК имеет гибкую канатную подвеску для сочленения с верхним концом полированного штока и откидную или поворотную головку балансира для беспрепятственного прохода спуско-подъемных механизмов (талевого блока, крюка, элеватора) при подземном ремонте. Балансир качается на поперечной оси, укрепленной в подшипниках, и сочленяется с двумя массивными кривошипами с помощью двух шатунов, расположенных по обе стороны редуктора. Кривошипы с подвижными противовесами могут перемещаться относительно оси вращения главного вала

редуктора на то или иное расстояние вдоль кривошипов. Противовесы необходимы для уравнивания станка-качалки. Редуктор с постоянным передаточным числом, масло заполненный, герметичный имеет трансмиссионный вал, на одном конце которого предусмотрен трансмиссионный шкив, соединенный клиноременной передачей с малым шкивом электродвигателя. На другом конце трансмиссионного вала имеется тормозной барабан. Опорный подшипник балансира укреплен на металлической стойке-пирамиде. Все элементы станка-качалки: пирамида, редуктор, электродвигатель крепятся к единой раме, которая закрепляется на бетонном фундаменте. Кроме того, все СК снабжены тормозным устройством, необходимым для удержания балансира и кривошипов в любом заданном положении. Точка сочленения шатуна с кривошипом может менять свое расстояние относительно центра вращения перестановкой пальца кривошипа в то или иное отверстие. Этим достигается ступенчатое изменение амплитуды качаний балансира, т.е. длины хода плунжера.

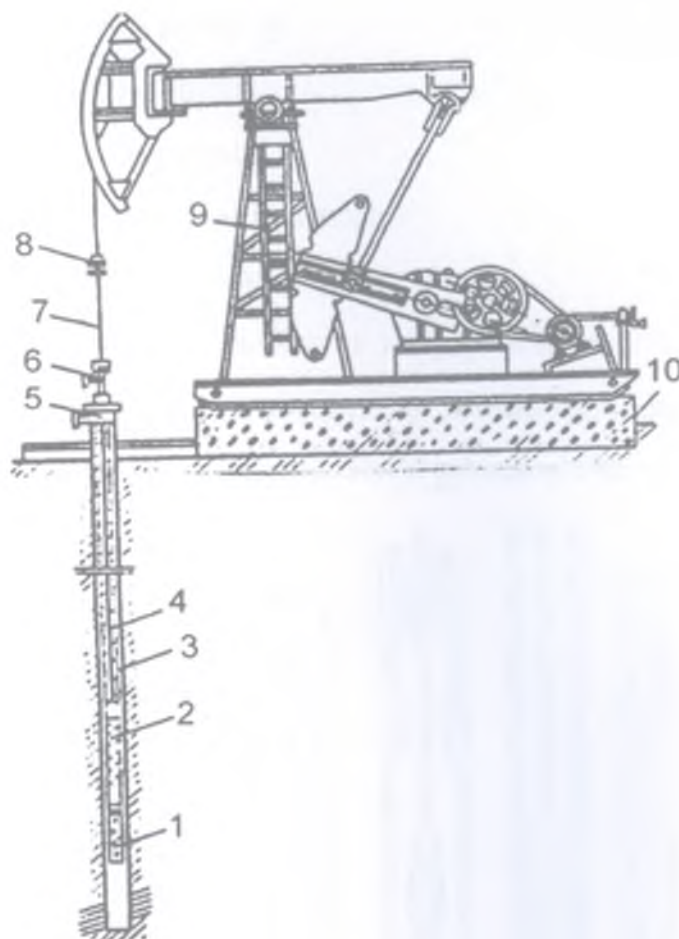


Рисунок 3.1 – Схема установки штангового скважинного насоса

Поскольку редуктор имеет постоянное передаточное число, то изменение частоты качаний достигается только изменением передаточного числа клиноременной трансмиссии и сменой шкива на валу электродвигателя на больший или меньший диаметр.

Штанговые скважинные насосы

Штанговые скважинные насосы (ШСН) предназначены для откачивания из нефтяных скважин жидкости обводненностью до 99 %, температурой не более 130 С, с содержанием сероводорода не более 50 мг/л, минерализацией воды не более 10 г/л. Скважинные насосы имеют вертикальную конструкцию одинарного действия с неподвижным цилиндром, подвижным металлическим плунжером и шариковыми клапанами. Насосы спускают в скважину на штангах и насосно-компрессорных трубах. Различают следующие типы скважинных насосов (Рис. 3.2):

- НВ1 – вставные с замком наверху;
- НВ2 – вставные с замком внизу;
- НН – невставные без ловителя;
- НН1 – невставные с захватным штоком;
- НН2С – невставные с ловителем.

Скважинные штанговые насосы являются гидравлической машиной объемного типа, где уплотнение между плунжером и цилиндром достигается за счет высокой точности их рабочих поверхностей и регламентируемых зазоров.

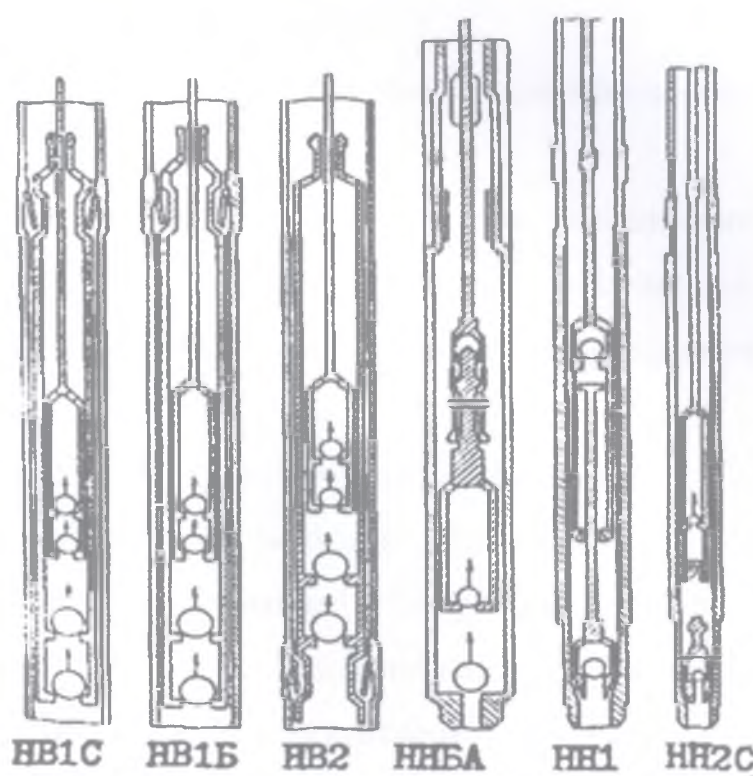


Рисунок 3.2 – Типы скважинных штанговых насосов

В условном обозначении насоса, например, НН2БА-44-18-15-2, первые две буквы и цифра указывают тип насоса, следующие буквы – исполнение цилиндра и насоса, первые две цифры – диаметр насоса (мм), последующие длину хода плунжера (мм) и напор (м), уменьшенные в 100 раз и последняя цифра – группу посадки.

Скважинные насосы нормального исполнения по стойкости к среде, применяемые преимущественно для подъема жидкости с незначительным

содержанием (до 1,3 г/л) механических примесей, комплектуют плунжерами исполнения ПХ1 или ПХ2 с парами «седло-шарик» исполнения К или КБ.

Скважинные насосы абразивостойкого исполнения И, применяемые преимущественно для подъема жидкости, содержащей более 1,3 г/л механических примесей, комплектуют плунжерами исполнения П1И или П2И и парами «седло-шарик» исполнения КИ.

Конструктивно все скважинные насосы состоят из цилиндра, плунжера, клапанов, замка (для вставных насосов), присоединительных и установочных деталей, максимально унифицированных.

Скважинные насосы всех исполнений, кроме исполнения НВ1БД1 и НВ1БД2, одноплунжерные, одноступенчатые.

Скважинные насосы типа НВ2 изготавливают одного исполнения:

НВ2Б – вставной с замком внизу, цельным цилиндром исполнения Б, одноплунжерный, одноступенчатый, нормального исполнения по стойкости к среде.

Применение насосов НН предпочтительно в скважинах с большим дебитом, небольшой глубиной спуска и большим межремонтным периодом, а насосы типов НВ в скважинах с небольшим дебитом, при больших глубинах спуска. Чем больше вязкость жидкости, тем принимается выше группа посадки. Для откачки жидкости с высокой температурой или повышенным содержанием песка и парафина рекомендуется использовать насосы третьей группы посадки. При большой глубине спуска рекомендуется применять насосы с меньшим зазором.

Насос выбирают с учетом состава откачиваемой жидкости (наличия песка, газа и воды), ее свойств, дебита и глубины его спуска, а диаметр НКТ – в зависимости от типа и условного размера насоса.

Насосные штанги

Штанги насосные предназначены для передачи возвратно-поступательного движения плунжеру насоса (Рис. 3.3). Изготавливаются в основном из

легированных сталей круглого сечения диаметром 16, 19, 22, 25 мм, длиной 8000 мм и укороченные – 1000, 1200, 1500, 2000 и 3000 мм как для нормальных, так и для коррозионных условий эксплуатации.

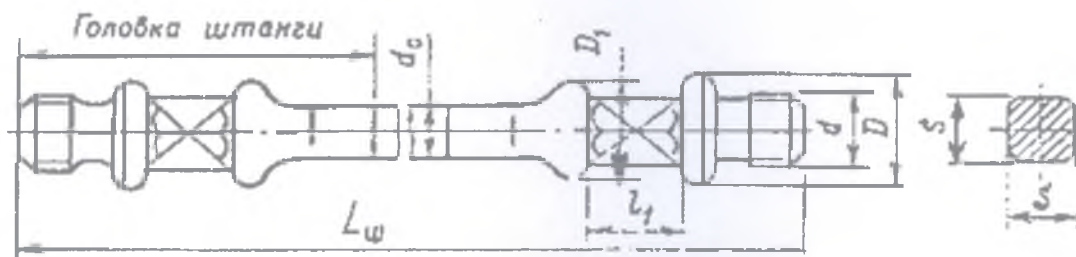


Рисунок 3.3 – Насосная штанга

Шифр штанг – ШН-22 обозначает: штанга насосная диаметром 22 мм. Марка сталей – сталь 40, 20Н2М, 30ХМА, 15НЗМА и 15Х2НМФ с пределом текучести от 320 до 630 МПа.

Насосные штанги применяются в виде колонн, составленных из отдельных штанг, соединенных посредством муфт.

Муфты штанговые выпускаются: соединительные типа МШ (рис. 5.5) – для соединения штанг одинакового размера и переводные типа МШП – для соединения штанг разного диаметра.

К достоинствам ШНСУ можно отнести:

- Наиболее используемый метод механизированной добычи
- Простое обслуживание и ремонт
- Незначительные затраты
- Надежность оборудования
- Возможность работы при высоких температурах

К недостаткам ШНСУ можно отнести:

- Ограниченная производительность
- Вероятность утечек и разливов на устье
- Сложность добычи с большой глубины (обычно диапазон глубин до 2000м)

- Ограничения в скважинах с искривленными стволами
- Габариты, вес – имеют значение для удаленных локация и морских месторождений.

3.2 Штанговый винтовой насос

Установки штанговых винтовых насосов с наземным приводом находят все большее распространение в нефтедобывающих регионах мира, в том числе Российской Федерации, Республики Казахстан и др. Малая металло- и энергоемкость используемого оборудования, достаточно высокие значения напора и подачи сделали этот способ механизированной добычи нефти конкурентоспособным по отношению к традиционным [4,5].

В Российской Федерации наибольшее распространение этот способ получил в Урало-Поволжье и, прежде всего в Республике Татарстан. При этом наиболее перспективным применением ШВН связывают с добычей нефти повышенной вязкости.

Штанговый винтовой насос (ШВН) является насосом объемного типа. Ротор вращается внутри неподвижного статора, образуя отсеченные полости и перемещая их от приема до выкида насоса. Уплотнение по линии контакта между полостями вследствие плотной посадки ротора в статоре позволяет создать давление на выкиде насоса.

В практике добычи нефти нашла применение однолифтовая УШВН, содержащая насос, трубы НКТ, вращательную колонну, устьевую арматуру и наземный привод (Рис. 3.4).

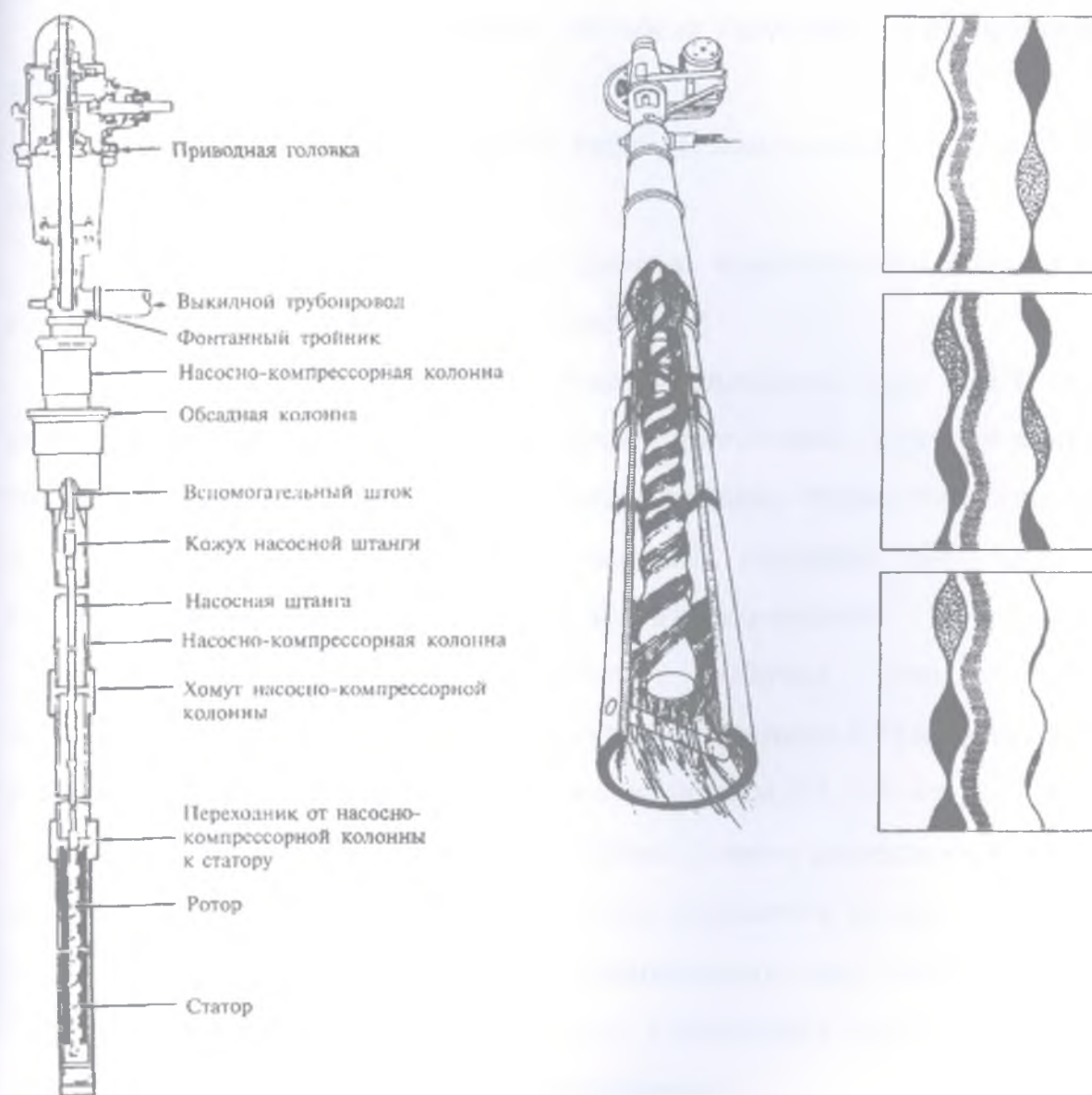


Рис. 3.4. Установка штангового винтового насоса с наземным приводом

Для снижения отворотов НКТ применяют динамический якорь, прикрепляемый к низу ШВН и устанавливаемый в скважине путем поворота по часовой стрелке труб НКТ с выдвижением плашек якоря и его фиксации.

ШВН можно классифицировать:

- по типу наземного привода: установки с электроприводом, объёмным гидроприводом, приводом от ДВС и газового двигателя;
- по кинематической схеме наземного привода ШВН: с одно и двухступенчатой трансмиссией;

- по типу ременной передачи: наземные приводы с клиноременными и зубчатыми ремнями;
- по конструкции вала наземного привода: компоновки с цельным и полым валом;
- по расположению наземного привода: компоновки с вертикальным и горизонтальным расположением оси двигателя;
- по способу регулирования скорости приводного вала ШВН: наземные приводы с регулируемым приводным двигателем (электрическим или гидравлическим) и с регулируемым передаточным отношением трансмиссии, осуществляемым сменой шкивов ременной передачи или введением в кинематическую схему механического вариатора передачи;
- по кинематическому отношению рабочих органов: насосы с однозаходным ротором (с кинематическим отношением 1:2) и многозаходными рабочими органами (с кинематическим отношением 2:3; 3:4; 4:5 и т.д.);
- по схеме закрепления статора: трубный (статор закрепляется на резьбе на конце колонны НКТ) и вставной (статор спускается на штангах в сборе с ротором и крепится в НКТ с помощью специального замка) винтовые насосы;
- по кинематической схеме насоса: установки с вращающимся винтом (ротором) и с вращающейся обоймой (статором);
- по схеме закрепления низа НКТ относительно обсадной колонны: компоновки со свободным и заякоренным низом.

В большинстве случаев исполнением ШВН является трубное (невставное). На месторождениях Канады, Венесуэлы и морских месторождениях Западной Африки широкое применение нашли вставные ШВН типа «Arrowhead», эксплуатация которых позволяет сократить затраты на ремонт скважины, т.к. исключается необходимость подъема НКТ.

К достоинствам ШВН можно отнести:

- Простота и надежность, требуется минимальное сервисное обслуживание
- Небольшие размеры

- Высокое КПД
- Работает с высоким содержанием песка
- Работает с высоковязкими нефтями

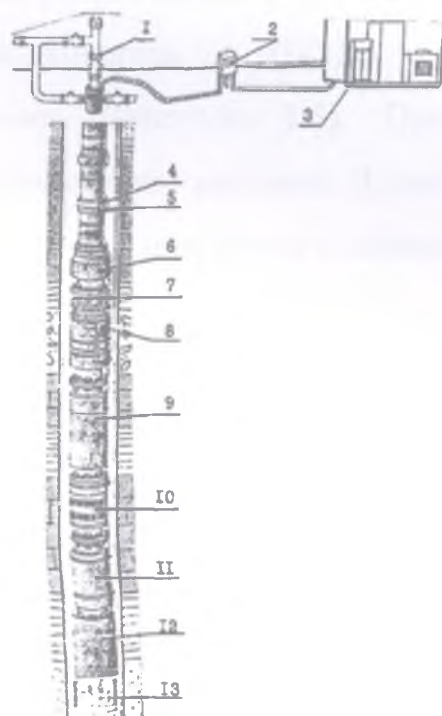
К недостаткам ШВН можно отнести:

- Ограничение по глубине (2000 м)
- Ограничение по температуре (эластомер статора не выдерживает высоких температур)
- Проблемы с эластомером в присутствии H_2S , CO_2
- Невозможно проводить обработки против выпадения парафинов, асфальтенов

3.3 Установка погружного электроцентробежного насоса

Погружные центробежные электронасосы для добычи нефти предназначены для эксплуатации нефтяных, подчас сильно обводненных, скважин малого диаметра и большой глубины, они должны обеспечивать безотказную и длительную работу в жидкостях, содержащих агрессивные пластовые воды с растворенными в них различными солями, газы (в том числе сероводород), механические примеси, преимущественно в виде песка [6,7,8].

Установка (Рисунок 3.5) состоит из погружного насосного агрегата и кабельной линии, спускаемых в скважину на насосно-компрессорных трубах, и наземного электрооборудования (трансформаторной подстанции).



1 — оборудование устья скважин; 2 — пункт подключательный выносной; 3 — трансформаторная комплексная подстанция; 4 — клапан спускной; 5 — клапан обратный; 6 — модуль-головка; 7 — кабель; 8 — модуль-секция; 9 — модуль насосный газосепараторный; 10 — модуль исходный; 11 — протектор; 12 — электродвигатель; 13 — система термоманометрическая.

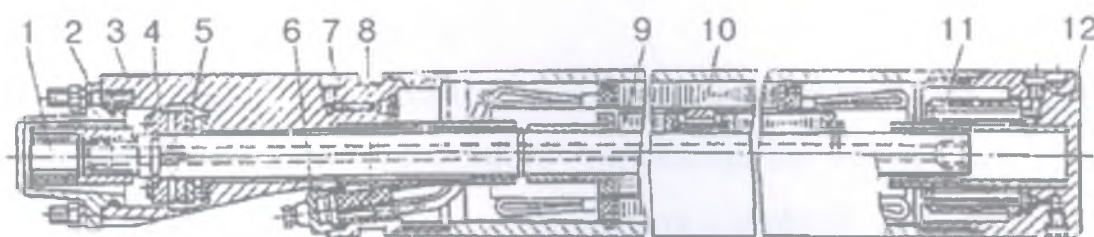
Рисунок 3.5 — Установка погружного центробежного насоса

Погружной насосный агрегат включает в себя двигатель (электродвигатель с гидрозащитой) и насос, над которым устанавливают обратный и сливной клапаны.

В зависимости от максимального поперечного габарита погружного агрегата установки разделяют на три условные группы — 5, 5А и 6:

- установки группы 5 поперечным габаритом 112 мм применяют в скважинах с колонной обсадных труб внутренним диаметром не менее 121.7 мм;
- установки группы 5А поперечным габаритом 124 мм — в скважинах внутренним диаметром не менее 130 мм;
- установки группы 6 поперечным габаритом 140.5 мм — в скважинах внутренним диаметром не менее 148.3 мм.

Погружной электродвигатель (ПЭД) является приводом электроцентробежного насоса (Рисунок 3.6). Применяется асинхронный электродвигатель с короткозамкнутым ротором. В соответствии со спецификой эксплуатации ПЭД выполнен цилиндрическим и сильно развит в длину.



1 — соединительная муфта; 2 — крышка; 3 — головка; 4 — пятка; 5 — подпятник; 6 — крышка кабельного ввода; 7 — пробка; 8 — колодка кабельного ввода; 9 — ротор; 10 — статор; 11 — фильтр; 12 — основание.

Рисунок 3.6 – Электродвигатель

Основными узлами ПЭД являются: статор, ротор, опорная пята, вал. Назначение статора и ротора и принцип их работы аналогичны электродвигателю обычной конструкции. Специфичным является положение ПЭД в скважине вертикальное, следовательно, ротор ПЭД нужно удержать и зафиксировать в этом положении. Для этой цели служит опорная пята и подшипники скольжения, расположенные на валу и фиксируемые в статоре ПЭД. Вал имеет сквозное отверстие, через которое циркулирует масло, принудительно перекачиваемое турбинкой. Масло смазывает подшипники и охлаждает ПЭД. Напряжение на обмотку статора подается через специальный герметичный токоподвод, своеобразный штепсельный разъем.

Под гидрозащитой понимают комплекс устройств, предназначенных для предотвращения проникновения пластовой жидкости во внутреннюю полость электродвигателя, компенсации изменения объема масла во внутренней полости от температуры электродвигателя и передачи крутящего момента от вала электродвигателя к валу насоса.

Промышленность выпускает гидрозащиту, состоящую из двух узлов — компенсатора (монтируется ниже ПЭД) и протектора (монтируется между ЭЦН и ПЭД). Компенсатор служит для передачи давления окружающей среды маслу в ПЭД и компенсации расхода масла. Представляет собой эластичный резиновый мешок, сообщающийся с ПЭД. Протектор выполняет функцию

защитной камеры (узлы торцового уплотнения), разгрузочной камеры (узел гидропаты) и резервуара с маслом.

Кабельная линия для подвода напряжения к двигателю состоит из основного питающего бронированного трехжильного кабеля круглого или прямоугольного сечения и плоского удлинителя с муфтой. К токопроводящим жилам прикреплены штепсельные наконечники. В металлическом корпусе муфты герметично заделаны изолированные жилы плоского кабеля с помощью резинового уплотнителя. Кабель прикреплен к гидрозащите, насосу и насосно-компрессорным трубам металлическими поясами. Кабель состоит из трех жил, каждая из которых имеет слой изоляции и оболочку; подушки из прорезиненной ткани и брони. Три изолированные жилы круглого кабеля скручены по винтовой линии, а жилы плоского кабеля — уложены параллельно в один ряд.

Для откачивания пластовой жидкости, содержащей у сетки входного модуля насоса свыше 25 % (до 55 %) по объему свободного газа, к насосу подсоединяется модуль насосный — газосепаратор. Газосепаратор устанавливается между входным модулем и модулем-секцией. Наиболее эффективны газосепараторы центробежного типа, в которых фазы разделяются в поле центробежных сил. При этом жидкость концентрируется в периферийной части, а газ — в центральной части газосепаратора и выбрасывается в затрубное пространство.

Газожидкостная смесь через сетку и отверстия входного модуля поступает в полость шнека и рабочих органов. Под напором газожидкостная смесь поступает во вращающуюся камеру сепаратора, снабженную радиальными ребрами, где под действием центробежных сил газ отделяется от жидкости. Далее жидкость с периферии камеры сепаратора поступает по пазам переводника на всасывание насоса, а газ через наклонные отверстия отводится в затрубное пространство.

Погружные насосы являются многоступенчатыми центробежными насосами. Каждая ступень состоит из вращающего рабочего колеса и

неподвижного диффузора. Объем выдаваемой жидкости определяется типом ступени. Из-за ограниченного диаметра обсадной трубы скважины напор, создаваемый отдельной ступенью относительно мал, поэтому определенное число ступеней собирается вместе, чтобы отвечать требованиям каждого отдельного применения. Суммарный напор насоса и потребляемая мощность определяется числом ступеней. Насосы производят в широком диапазоне производительностей и практически для всех условий, встречающихся в скважинах. Корпус, основание и выпускная головка изготавливаются из углеродистой стали. Рабочие колеса и диффузоры отлиты из чугуна с высоким содержанием никеля с целью повышения антиабразивных и антикоррозионных свойств. Вал делается из высокопрочной антикоррозионной нержавеющей стали. Общая длина односекционного насоса ограничена, чтобы обеспечить должную сборку и транспортировку. Однако, несколько секций насоса можно соединить последовательно, чтобы создать необходимый напор. Максимальный размер (число ступеней) насоса определяется на основании следующих ограничений: мощность насоса, ограниченная прочностью вала; номинальное давление корпуса насоса; нагрузочная способность упорного подшипника.

Оборудование устья скважины обеспечивает подвеску колонны насосно-компрессорных труб с насосным агрегатом и кабелем на фланце обсадной колонны, герметизацию затрубного пространства, отвод пластовой жидкости в трубопровод и газа из затрубного пространства.

Наземное оборудование скважины, эксплуатируемой УЭЦН, составляет устьевая арматура, станция управления работой скважинной установки и трансформатор напряжения.

Трансформаторная подстанция (трансформатор и комплектное устройство) преобразует напряжение промышленной сети до оптимальной величины на зажимах электродвигателя с учетом потерь напряжения в кабеле и обеспечивает управление работой насосного агрегата установки и ее защиту при аномальных режимах.

Комплектные устройства обеспечивают включение и выключение погружных двигателей, дистанционное управление с диспетчерского пункта и программное управление, работу в ручном и автоматическом режимах, отключение при перегрузке и отклонении напряжения питающей сети выше 10% или ниже 15% от номинального, контроль тока и напряжения, а также наружную световую сигнализацию об аварийном отключении.

К достоинствам УЭЦН можно отнести:

- УЭЦН – это метод добычи, подходящий как для низких, так и для больших дебитов
- Отсутствие утечек нефти на поверхности приводит к снижению экологического вреда
- Возможно использование на наклонно-направленных и горизонтальных скважинах.
- Срок эксплуатации от 1 до 3 лет, но многие насосы успешно функционируют по 10 лет и более.

К недостаткам УЭЦН можно отнести:

- Область применения ограничивается средней глубиной, что связано прежде всего с ухудшением качества изоляции кабеля, а также температурными ограничениями двигателя/сальника.
- Требуется стабильного и надежного источника электроэнергии.
- На производительность насоса оказывает значительное влияние наличие свободного газа; при определенном объеме может возникнуть газовая пробка, поэтому скважины с высоким ГЖФ требуют особого внимания.
- На производительность насоса оказывает значительное влияние высокая вязкость флюидов.
- Несмотря на специальное оборудование, период эксплуатации насоса серьезно сокращается из-за пескопроявлений и солеотложений.

- При стандартной установке ремонт любого элемента забойного оборудования требует поднятия всей системы (капитального ремонта скважины).

3.4 Газлифтная эксплуатация

На Рисунке 3.7 представлена принципиальная схема газлифтного подъёмника для подъёма на некоторую высоту какой-либо жидкости [9,10,11]. Газообразный рабочий агент по специальной колонне труб 1 подаётся в другую колонну труб 2, где смешивается, например, с нефтью, образуя газожидкостную смесь (ГЖС), которая будет подниматься на дневную поверхность. Причина подъёма скважинной жидкости на поверхность следующая: получающаяся при смешивании закачиваемого газа и пластовой жидкости ГЖС будет иметь меньшую плотность, поэтому продукция скважины будет способна подниматься по трубам вплоть до поверхности.

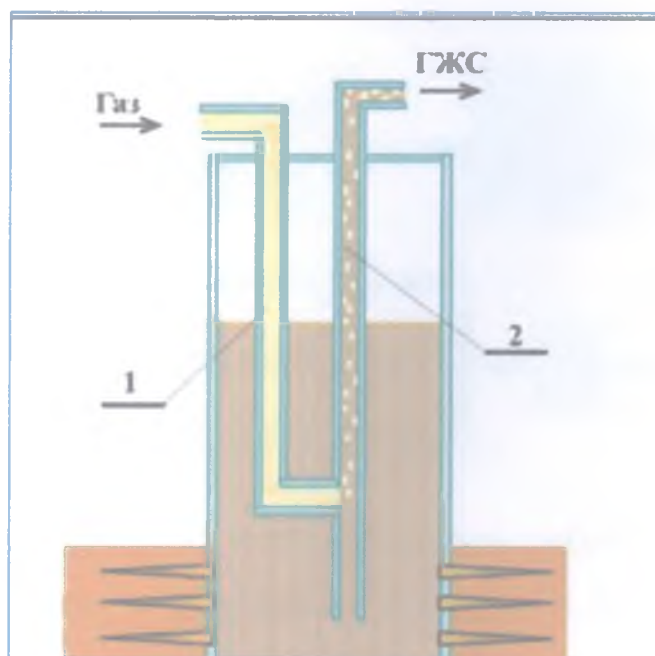


Рисунок 3.7 – Принципиальная схема газлифтного подъёмника

Реальные газлифтные скважины не оборудуются такой конструкцией, т. к. спуск двух параллельных рядов труб, жёстко связанных у башмака, практически осуществить нельзя. Эта схема приведена для пояснения принципа работы газлифта. Из рисунка понятно, что в одну трубу закачивается рабочий агент (природный газ), а затем, попадая в подъёмную трубу, образуется газожидкостная смесь (ГЖС). Газожидкостная смесь поднимается на поверхность.

При компрессорном газлифте газ поступает в скважину от компрессорных станций (Рисунок 3.8). Рабочий агент подаётся в скважину под давлением, которое создают компрессоры. На рисунке 3.8 представлена схема замкнутого цикла подачи рабочего агента при компрессорном газлифте. Основным элементом системы с замкнутым циклом является источник энергии рабочего агента – компрессорная станция 1. От компрессорной станции через станцию подготовки 2 по газопроводу высокого давления 3 рабочий агент доставляется к газораспределительным батареям 4 для распределения его по скважинам 5. Выходящий из скважины газ отделяется от нефти, поступает на комплексный сборный пункт 6 и по газопроводу низкого давления 7 направляется на компрессорную станцию.

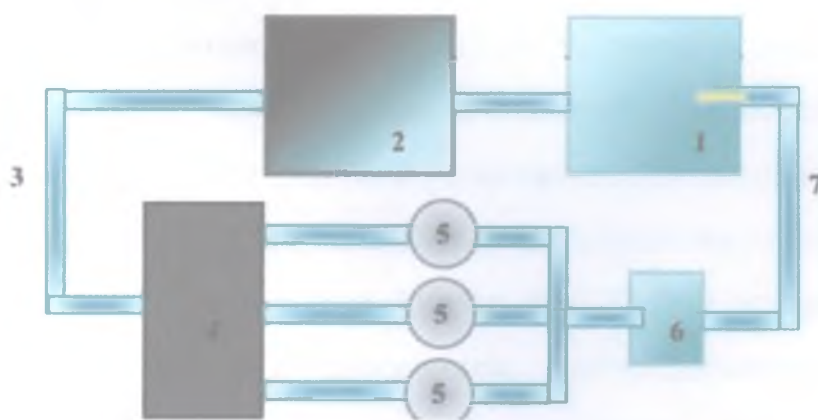


Рисунок 3.8 – Схема замкнутого цикла подачи рабочего агента

При бескомпрессорном газлифте газ поступает в добывающую нефтяную скважину из близлежащих газовых или газоконденсатных скважин (Рисунок 3.9) или из газопровода без дополнительного сжатия.

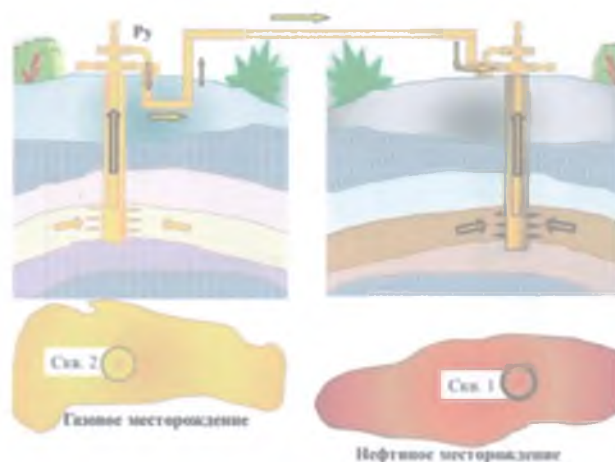


Рисунок 3.9 – Схема внутрискважинного бескомпрессорного газлифта

При внутрискважинном бескомпрессорном газлифте газ поступает из вышележащего или нижележащего газового пласта, вскрытого этой же скважиной. При этом возможны следующие схемы (Рисунок 3.10). Газовый пласт выше нефтяного (Рисунок 3.10а). В скважину опускается один ряд труб. Между газовым и нефтяным пластами устанавливается пакер (разделитель). По НКТ поднимается нефть, а по кольцевому пространству – газ. Через клапан, установленный на НКТ, часть газа поступает в НКТ, и осуществляет подъем нефти на поверхность. Регулированием противодавления в затрубном пространстве и настройкой клапана обеспечивается подача необходимого количества газа в колонну НКТ. Газовый пласт ниже нефтяного (Рисунок 3.10 б). Нефть поднимается по затрубному пространству, а газ – по НКТ. Часть газа перепускается из НКТ в кольцевое пространство через клапан.

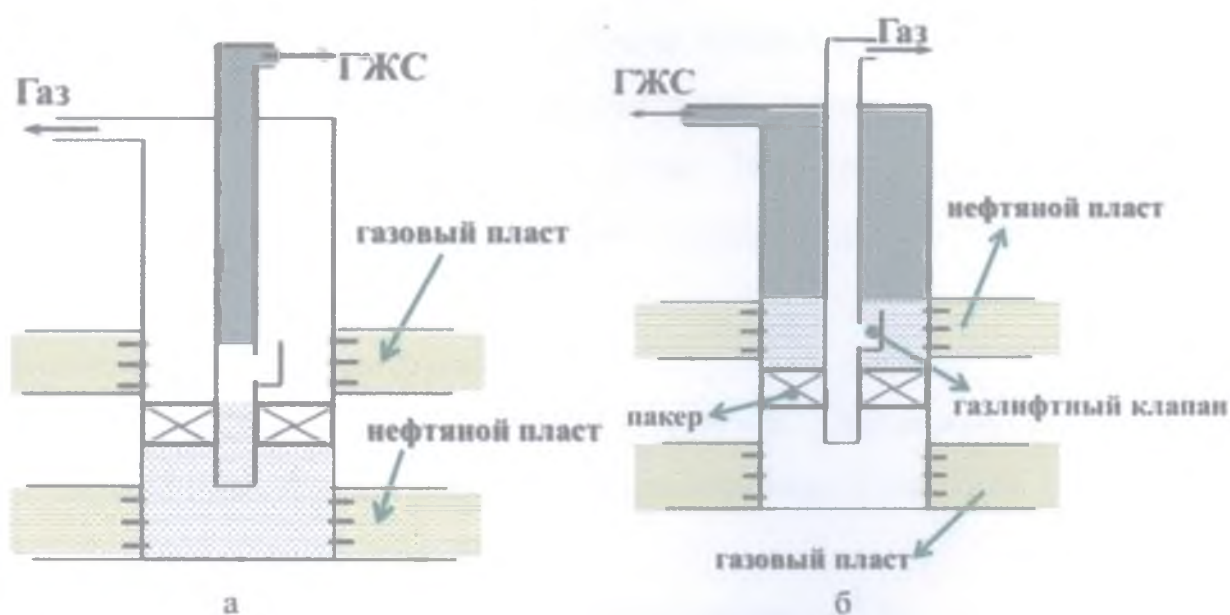


Рисунок 3.10 – Схемы внутрискважинного бескомпрессорного газлифта

Компрессорный газлифтный способ добычи требует значительных капитальных затрат. Вложения необходимы для строительства компрессорных станций. Для того чтобы данный способ добычи был экономически выгоден и в зависимости от конкретных пластовых условий месторождений, а также учитывая геолого-технические характеристики скважин, применяют: непрерывный газлифт; периодический газлифт. При непрерывном газлифтном способе эксплуатации скважин газ непрерывно подается в скважину, а газожидкостная смесь также непрерывно поднимается на дневную поверхность. Периодический газлифтный способ отличается цикличностью подачи нагнетаемого газа в скважину после её остановки на заданное время, необходимое для накопления жидкости в подъемных трубах. Периодический газлифтный способ эксплуатации применяется для малодебитных скважин с целью экономии расхода рабочего агента. Происходит накопление жидкости в колонне НКТ. Когда забойное давление достигнет заданной величины, кран переключается в новое положение, и газ из подводящей линии поступает в кольцевое пространство скважины. В результате уровень жидкости в кольцевом пространстве понизится, а в НКТ – повысится. При полном вытеснении газом

- Работает при высоких температурах и агрессивных средах
- Простой, надежный способ с низкими эксплуатационными расходами
- Полнопроходной диаметр НКТ

К недостаткам ГЛ можно отнести:

- Необходимо достаточное количество газа.
- Требуется значительных капитальных затрат на поверхностное обустройство.
- В целом, КПД меньше, чем у других методов.
- Для скважин с низким пластовым давлением работает хуже, чем другие методы.

3.5 Анализ применимости методов механизированной добычи для условий Ванкорского месторождения

На Ванкорском месторождении в эксплуатации находится более 400 добывающих скважин. Максимальный дебит новых скважин по жидкости меняется от 315 м³/сут до 819 м³/сут в зависимости от эксплуатируемого пласта. Основные условия эксплуатации представлены в Таблице 3.1

Таблица 3.1-Условия эксплуатации скважин Ванкорского месторождения

	Як-III-VII	НХ-III-IV	НХ-I	Ст-IX
Пластовое давление, МПа	15,9	27,1	25,4	23,5
Давление насыщения, МПа	15,9	27,1	25,4	23,5
Минимальное забойное давление, МПа	7,0	20,0	17,0	21,5
Плотность нефти, кг/м ³	902	845	823	867
Газовый фактор, м ³ /т	60,5	211	202	177
Температура пласта, °С	34	65	59	53
Глубина скважины, м	1625	2735	2670	2370
Обводненность, %	0	0	0	0
Плотность воды, кг/м ³	1010	1008	1004	1010
Дебит жидкости, м ³ /сут	819	513	318	541

Основными ограничениями для Яковлевского горизонта являются: вечная мерзлота в интервале (0-550 м), повышенный вынос песка с высоким процентом кварца (40-50%). Для Нижнехетского горизонта основными ограничениями являются вечная мерзлота, высокое давление насыщения (271 атм.), массивная газовая шапка. Также при эксплуатации скважин Яковлевского и Нижнехетского горизонтов возможны риски и осложнения выпадения АСПО.

Анализ ограничений и возможные методы борьбы с ними рассмотрены в Таблице 3.2.

Наибольшую опасность с точки зрения уменьшения дебита скважины представляют отложения АСПО на стенках капилляров пласта, что может привести к необратимому снижению дебита скважины. Подобное явление может наблюдаться, прежде всего, в результате закачки холодной воды в пласт, содержащий, например, парафинистую нефть. Наиболее интенсивно отложение идет в призабойной зоне.

Таблица 3.2 – Анализ рисков

	Риски (ограничения и осложнения)	Степень влияния	Возможные меры по снятию рисков
1	Вечная мерзлота	Риск высокий 1. Растопление грунта вокруг скважины 2. Выпадение гидратов в скважине	Дополнительная термоизоляция скважины. При эксплуатации с помощью ЭЦН держать уровень ниже 600 м спущиванием затрубца. Установка пакера при фонтанном методе эксплуатации
2	Повышенный вынос мехпримесей	Риск высокий	Для ЭЦН: Износостойкие ЭЦН. Мониторинг состояния ЭЦН, смена насоса по достижении определенного процента износа. Работа ЭЦН на сниженной частоте (с использованием ЧРП). Использование метода добычи, толерантного к наличию
3	Коррозия	При обводненности до 60% риск слабый Риск средний при обводненности более 60%	Коррозионностойкое исполнение ПЭД для скважин в зоне ВНЗ, центраторы на ПЭД для снижения риска. Закачка ингибиторов коррозии
4	Прорыв газа из газовой шапки	Высокий для подгазовой зоны и граничной с подгазовой	Фонтанный метод эксплуатации в подгазовой зоне. Для зоны, граничной с подгазовой, использование перепускных клапанов для ЭЦН
5	Солеобразование	Риск образования солей высокий при дебитах > 500 м ³ /сутки, обводненности > 60%	Использование УДЭ, закачка ингибиторов посредством капилляров, обработки призабойной зоны неводным ингибитором

В связи с достаточно большими глубинами залегания пластов, кустовым бурением, использованием горизонтальных скважин, а также высокими дебитами по жидкости, применение таких механизированных методов добычи как ШСНУ и ШВН будет не совсем приемлимым решением.

На данный момент кроме фонтанного метода эксплуатации на Ванкорском месторождении используются УЭЦН. По состоянию на 1 марта 2015 г. эксплуатационный фонд скважин составляет 404 штуки, из них 380 оборудованы установками ЭЦН. Действующий фонд скважин с УЭЦН составляет 370. В бездействии находится 10 скважин, что составляет 2,63% эксплуатационного фонда скважин оборудованных УЭЦН [12].

В качестве механизированной добычи УЭЦН были выбраны на Ванкорском месторождении вследствие возможности работать в широком диапазоне дебитов, забойных давлений и достаточной эффективности. Но тем не менее эксплуатация УЭЦН к сожалению не обходится без ремонтов скважин. За 2014 год на производстве было произведено 78 ремонтов скважин, оборудованных установками ЭЦН. Из общего числа ремонтов за тот год отработали свой гарантийный срок (равный одному году) 52 комплекта УЭЦН; еще 36 установок не отработали своего гарантийного срока, что составляет 40,9 % от общего числа ремонтов.

Основные причины выхода из строя установок ЭЦН: засорение мех. примесями, солеотложение, пагубное влияние газа, коррозия ГНО, механическое повреждение кабеля, а так же износ оборудования и брак монтажа. Рисунок 3.11 отражают динамику тех или иных отказов работы УЭЦН, а так же проблемные фонды по тем или иным осложняющим факторам на Ванкорском месторождении.

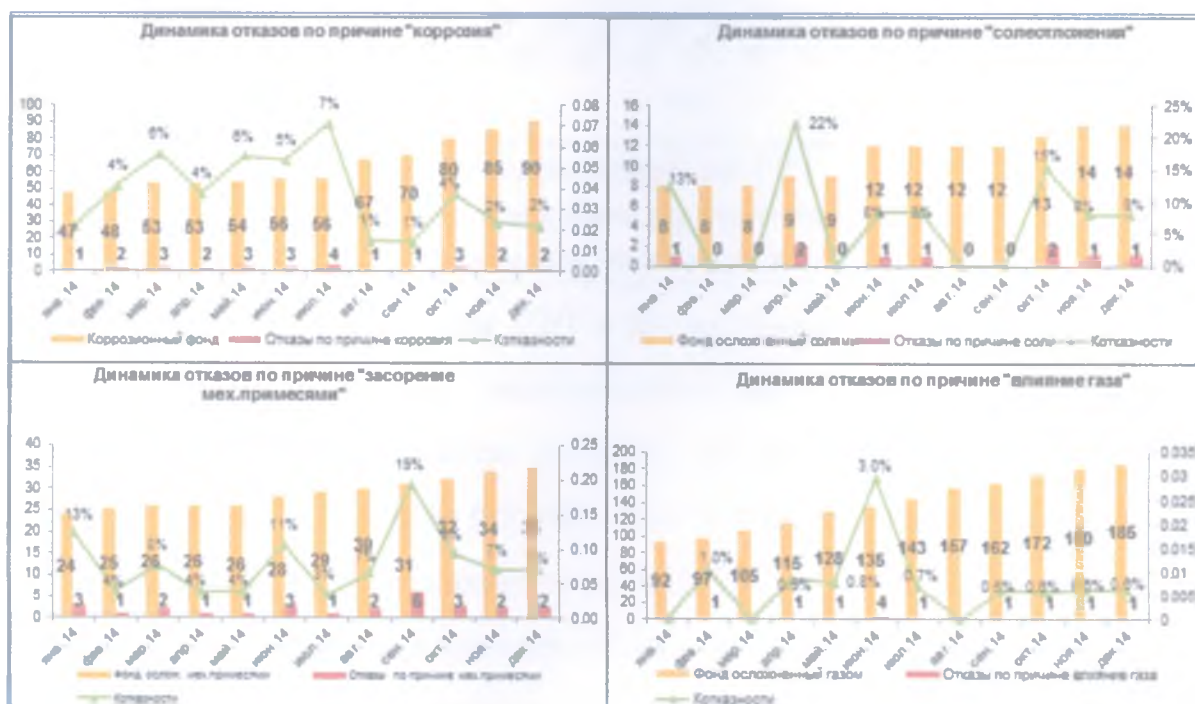


Рисунок 3.11-Отказы осложненного фонда

В качестве альтернативы УЭЦН на Ванкорском месторождении (гипотетически) можно рассмотреть внедрение газлифтной эксплуатации.

На Ванкорском месторождении отделяемый попутный газ подготавливается на УПГ (ЦПС) для использования на собственные нужды, для применения в качестве рабочего агента для закачки в систему ППД, в качестве топлива для газотурбинной электростанции (ГТЭС), а так же транспортируется для коммерческой сдачи в ЕСТГ ОАО «Газпром». Для собственных нужд (ГТЭС, ОБП, УПДТ) производится добыча газа с Долгановского горизонта, содержащего 95 – 98% метана. Показатели добычи ПНГ и ПГ на Ванкорском месторождении представлены на рисунке 3.12

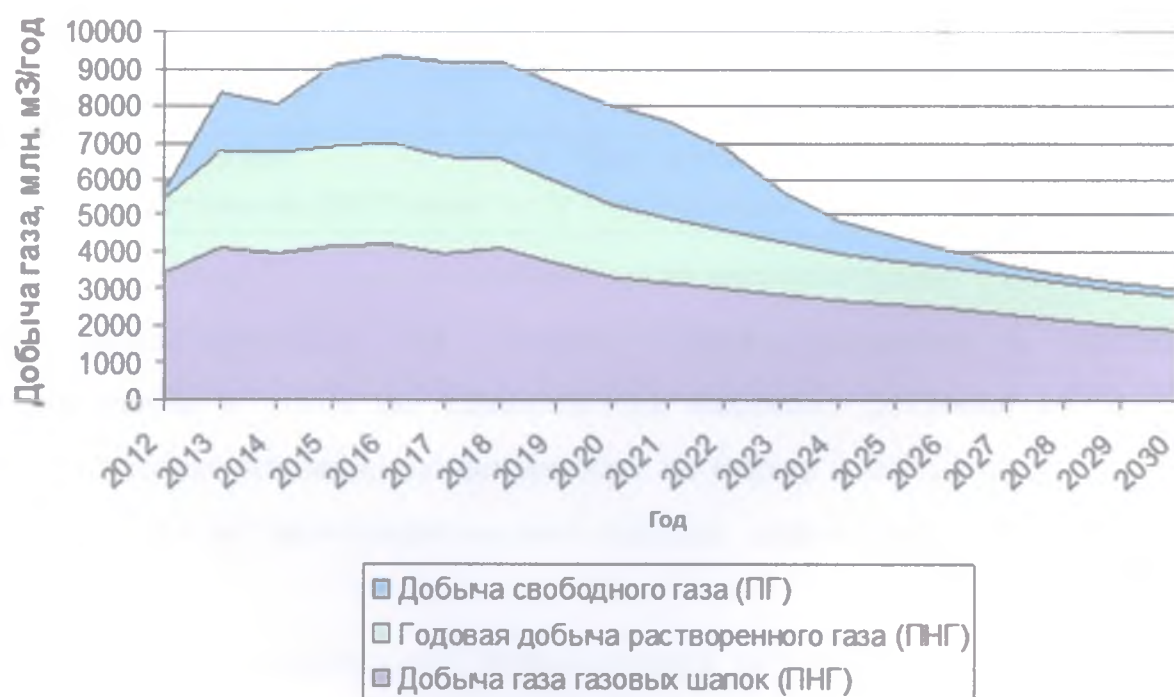


Рисунок 3.12 - Показатели добычи ПНГ и ПГ на Ванкорском месторождении

Газодобывающие скважины располагаются на 5 кустовых площадках. Добываемый газ транспортируется на ЦПС по системе газопроводов под собственным давлением от 2,0 до 9,5 МПа. Газ поступает на УПГ и осушку для подготовки до требований топливного газа для ГТЭС.

Основные направления использования газа на Ванкорском месторождении приведены на Рисунке 3.13:

- Потребление на собственные нужды
- Закачка ПНГ в пласт для системы ППД
- Поставка газа сторонним потребителям

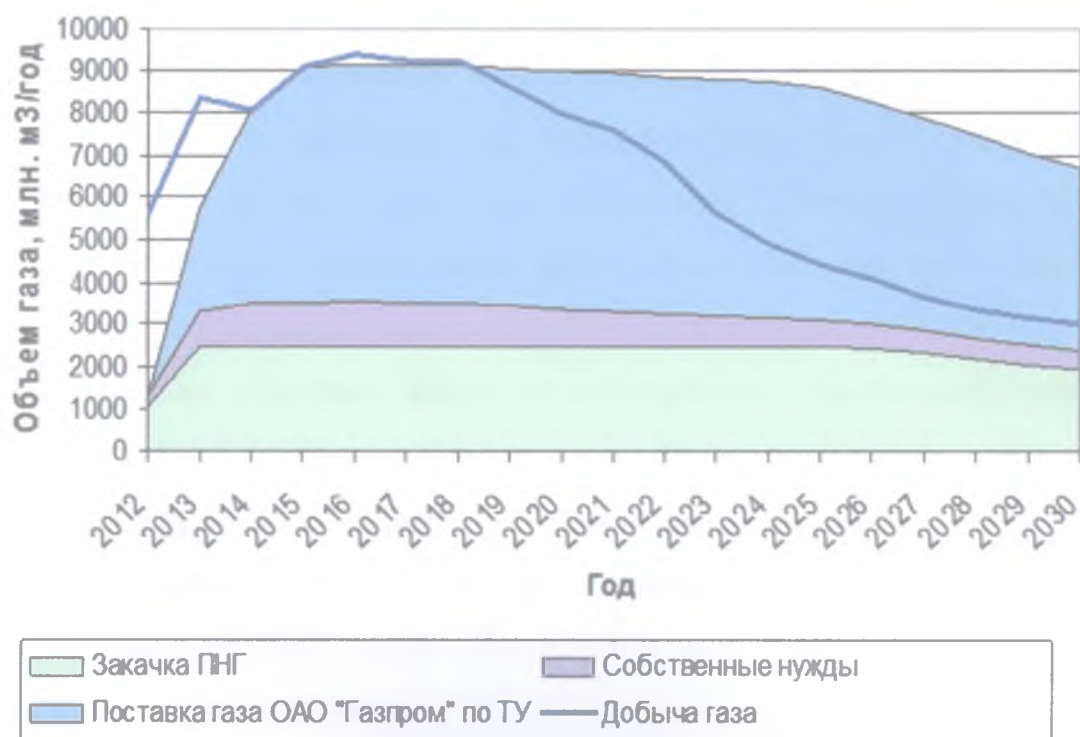


Рисунок 3.13 - Потребление газа на месторождении

Газ, предназначенный для закачки в пласт, подается в систему компримирования и затем по газопроводам высокого давления на устья газонагнетательных скважин, расположенных на кустах 1 и 2.. Максимальное давление на выкиде газокompрессорной станции принимается равным 28,5 МПа.

То есть основное ограничение использования газлифтной эксплуатации - недостаток газа и необходимость строительства компрессорных станций для Ванкорского месторождения не является препятствием. Более того на начальном этапе было бы возможно использование бескомпрессорного газлифта с газовых шапок, либо внутрискважинного газлифта с использованием газа Долганской залежи.

Такие осложняющие факторы для эксплуатации УЭЦН как повышенное содержание мехпримесей, отложение солей, АСПО не являются проблемами при газлифтной эксплуатации. А высокий газовый фактор наоборот является дополнительным преимуществом данного способа эксплуатации.

4. Безопасность и экологичность

Безопасность и экологичность на нефтегазодобывающих производствах должны быть ключевым фактором при планировании и проведении работ. Нефтяные компании и их сервисные подрядчики должны обеспечивать сохранение благоприятной окружающей среды и рациональное использование природных ресурсов в регионах осуществления деятельности.

Приоритетными задачами являются обеспечение безопасных условий труда работников, защиты здоровья персонала, а также сохранение благоприятной окружающей среды на основе использования современных технологий. Социальная ответственность компаний состоит в создании достойных условий и оплаты труда, обеспечении экологической безопасности, сохранении культурного наследия.

Данный раздел посвящен основным аспектам промышленной безопасности на объектах повышенной опасности, охране труда и обеспечению комплекса мер по охране окружающей среды.

4.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ

Деятельность оператора цеха добычи нефти и газа связана с обслуживанием оборудования, коммуникаций, сосудов, работающих под давлением, а также с применением вредных и опасных веществ, пара и горячей воды, воздействием электрического тока.

К вредным факторам при выполнении работ относятся: пониженная температура воздуха; повышенная загазованность воздуха рабочей зоны при проведении газоопасных работ; повышенный уровень шума; физические и нервно-психические перегрузки (напряженность труда), высокое давление рабочей среды в коммуникациях и оборудовании; опасные химические вещества; действие электрического тока и другие.

По основному виду экономической деятельности установлен XXX класс профессионального риска, характеризующий уровень производственного травматизма, профзаболеваемости и расходов по обеспечению по программе обязательного социального страхования. Страховые тарифы на обязательное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний составляют 7,4% к начисленной оплате труда. [12]

В таблице 4.1 представлены возможные аварийные ситуации и их воздействия на окружающую среду [13].

Таблица 4.1 – Перечень возможных аварийных ситуаций.

Перечень возможных аварийных ситуаций	Воздействие их последствий на окружающую среду и сотрудников
Выброс попутного или газлифтного газа при негерметичности соединений и фланцев.	Высокая опасность отравления для сотрудников предприятия. Высокая опасность возникновения пожара с возможностью нанесения значительного ущерба инфраструктуре.
Разливы нефти.	Разливы нефти потенциально могут привести к экологическим катастрофам и нанесению значительного вреда окружающей среде и биосфере.
Отказ трубопровода подачи хим. реагента	<ul style="list-style-type: none"> - выброс газа и разлив нефти в окружающую среду - розлив химреагента на территорию кустовой площадки; загазованность территории - отравление газом, отравление парами химреагента, облив хим. реагентом, нефтью
Разгерметизация емкости для хранения хим. реагента в УДХ, запорной арматуры, фланцевых соединений	<ul style="list-style-type: none"> - розлив химреагента в помещении УДХ - загазованность помещения - отравление парами химреагента, облив химреагентом
Пожар в производственном помещении	<ul style="list-style-type: none"> - выброс газа и разлив нефти в помещении - поражение людей продуктами сгорания - загазованность территории и помещения - розлив химреагента
Свищ или трещина в теле сосуда, в подводящих и отводных линиях	<ul style="list-style-type: none"> - выброс газа и разлив нефти в помещении замерной установки; загазованность помещения - отравление газом, облив нефтью

При аварийных ситуациях с открытыми разливами нефти или с поступлением в воздушную среду газа все работы на кусте, включая добычу нефти, должны быть прекращены. В воздушную среду кустовой площадки

поступают опасные газы, которые могут являться источниками отравления организма.

4.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ

Климат месторождений Восточной Сибири преимущественно резко континентальный. Территории находятся в зоне постоянного вторжения холодных арктических масс воздуха со стороны Северного Ледовитого океана и отличаются продолжительной холодной зимой (8-9 месяцев) и умеренно тёплым летом, большими годовыми и суточными перепадами температур воздуха.

Среднегодовая температура воздуха на территориях, располагающихся в пределах 60°-70° с.ш., составляет -10°C . Наиболее холодные месяцы – декабрь, январь, февраль со средней температурой -26°C , в отдельные дни температура воздуха опускается до -57°C . Устойчивый снежный покров образуется в начале октября. Толщина снежного покрова от 1 до 3 м. Среднегодовое количество осадков около 450 мм. Максимальная скорость ветра достигает 25 м/с, средняя скорость ветра – 5-7 м/с.

Проведение работ происходит на открытом пространстве на кустовой площадке Ванкорского месторождения, которое расположено в климатическом регионе Ib, средняя температура воздуха зимних месяцев -41°C , средняя скорость ветра средняя из наиболее вероятных величин 1,3 м/с. [12]

Скважины могут оснащаться укрытиями, препятствующими воздействию ветра и осадков. Так как оптимизация скважин работающих с помощью УЭЦН или газлифтной эксплуатации требует без присутствия операторов для контроля параметров эксплуатации, то операторам приходится проводить периодические осмотры оборудования. В случае ремонта скважин, работы по КРС ведутся круглосуточно.

Для обогрева работников на кустовой площадке установлен вагон-бытовка с необходимыми приборами отопления и вентиляции. Дополнительные перерывы для обогрева работающих, приостановка работы на объектах осуществляется в зависимости от установленных предельных значений температуры наружного воздуха и скорости ветра в данном климатическом районе [14].

Среднюю температуру помещения необходимо поддерживать в диапазоне 15-20 °С. [15]

4.3 Санитарно-гигиенические требования к помещениям и размещению используемого оборудования

Работы на кустовых площадках (ограниченных территориях) с высокой концентрацией опасных производственных объектов должны осуществляться в соответствии с порядком, установленным Ростехнадзором.

Работы выполняются на кустовой площадке размером 300 м². Некоторые виды работ проводятся на фонтанной арматуре, на высоте 3 м и на эксплуатационных эстакадах высотой 5-6 м. Работы выполняются круглый год в круглосуточном режиме.

На территории кустовой площадки установлены и определены знаками безопасности и аншлагами места остановки (стоянки) спецтранспорта и их зоны проезда.

Порядок передвижения всех видов транспорта утверждается начальником цеха добычи нефти и газа (ЦДНГ), предусмотрены пути эвакуации транспортных средств при аварийных ситуациях.

Помещение для отдыха в рабочее время должно иметь площадь из расчета 0,2 м² на одного работающего в наиболее многочисленной смене, но не менее 18 м².

Устройство для обогрева размещается в отдельном помещении площадью из расчета 0,1 м² на 1 работающего, пользующегося данным устройством в наиболее многочисленно смене, но не менее 12 м².

Устройства питьевого водоснабжения размещаются в основных проходах производственных помещений, в помещениях для отдыха, при необходимости на производственных площадках.

Умывальные размещаются смежно с гардеробными или на их площади. Гардеробные предназначены для хранения уличной домашней и специальной одежды. [16]

Уровень звукового давления на кустовой площадке не более 65 дБ. [17]

Санитарно-гигиенические требования к производственному освещению представлены в таблице 4.2. [18]

Таблица 4.2 – Санитарно-гигиенические требования к производственному освещению

Показатели условий труда	Производственные помещения
Виды рабочего искусственного освещения: источники света	лампа накаливания
Освещенность, лк, норма/факт	20/20
Аварийная освещенность: на рабочих местах, лк на путях эвакуации, лк	20 20
Источники питания аварийного освещения	аккумуляторная батарея
Исполнение светильников	газо-защищенное и взрывогАЗОЗАЩИТНОЕ
Мощность светильников, Вт	200, 250, 400
Количество светильников	3
Источники шума	газопровод, ПАЭС-2500
Нормируемые параметры, дБ, норма/ факт	80/76
Источники вибрации	ПАЭС-2500
Нормируемые параметры, дБ, норма/факт	81/80

В производственных помещениях, кроме рабочего, необходимо предусматривать аварийное освещение, а в зонах работ на открытых площадках - аварийное или эвакуационное освещение.

Светильники рабочего и аварийного (эвакуационного) освещения должны питаться от независимых источников. Вместо устройства стационарного

аварийного (эвакуационного) освещения допускается применение ручных светильников с аккумуляторами.

В помещениях и наружных установках, где возможно образование опасных взрыву и пожару смесей, освещение оборудования должно быть выполнено во взрывопожаробезопасном исполнении.

Персонал предприятия обеспечивается спецодеждой, спецобувью, защитными касками (зимой - с утепленными подшлемниками), респиратор, наушники, спецобувь и другими средствами индивидуальной защиты. Спецодежда, предназначенная для использования на взрывопожароопасных объектах или взрывопожароопасных участках производства, должна быть изготовлена из термостойких и антистатичных материалов. Для исключения опасности попадания в глаза инородных тел, работающие должны пользоваться защитными очками. [14, 19]

При работе на кустовых площадках, где концентрация газа и вредных паров может превышать допустимые санитарные нормы, рабочие должны обеспечиваться противогазами. [20]

4.4 Обеспечение безопасности технологического процесса

При фонтанной и механизированной добыче нефти и газа имеет место повышенная загазованность воздуха рабочей зоны. Перечень и ПДК вредных веществ при эксплуатации скважин представлены в таблице 4.3. [21]

Таблица 4.3 – ПДК вредных веществ

Вещество	Объем, мг/м ³
Аммиак	20
Бензин-растворитель (в пересчете на С)	300
Керосин (в пересчете на С)	300
Пыль угольная, содержащая от 2 до 100% свободной О ₂	4
Сероводород в смеси с углеводородами С ₁ —С ₅	3
Углекислый газ	9000
Спирт этиловый	1000
Углеводороды С ₁ —С ₁₀	300

При повышенной загазованности воздуха рабочей зоны следует применять соответствующие противогазы. До начала работ необходимо проверить исправность противогаза и шлангов.

Обслуживающий персонал должен производить контроль воздушной среды переносными газоанализаторами:

- в местах постоянного нахождения обслуживающего персонала, там, где нет необходимости установки стационарных газосигнализаторов - не реже двух раз за смену;

- в местах, обслуживаемых периодически, - перед началом работ и в процессе работы;

- в резервуарном парке, в центре каждого каре резервуаров, а также вокруг обваловки на расстоянии 5-10 м от него на осевых линиях резервуара с подветренной стороны - не реже одного раза за смену;

- при аварийных работах в загазованной зоне - не реже одного раза в 30 мин [22].

Стандартное напряжение для работы УЭЦН составляет 380 В. Кабели, используемые на кустовой площадке и спущенные к ЭЦН, бронированы.

Для обеспечения безопасности людей металлические части электроустановок, корпуса электрооборудования и приводное оборудование должны быть заземлены, занулены. Все токоведущие части изолированы или помещены на достаточной высоте для защиты от возможного поражения электрическим током. [23]

4.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности

В условиях разработки нефтегазовых месторождений могут выделяться взрывоопасные, пожароопасные и токсичные вещества, такие как газ, газоконденсат, сероводород, меркаптаны, деэмульгаторы, различные реагенты и горюче-смазочные вещества, поэтому данное производство по пожарной опасности относится к категории II. [24]

По взрывопожарной опасности буровая установка КРС, устье скважин относится к категории А, степень огнестойкости II. [25]

Причинами возникновения пожаров являются: несоблюдение ТБ при бурении и ремонте скважин; утечка газа через негерметичные фланцевые соединения; возгорание газа вследствие несоблюдения правил эксплуатации оборудования.

Электрооборудование (машины, аппараты, устройства), контрольно-измерительные приборы, средства блокировки, устанавливаемые во взрывоопасных зонах классов 0, 1 и 2, должны быть во взрывозащищенном исполнении и иметь уровень взрывозащиты, отвечающий требованиям, предъявляемым ПУЭ [26], вид взрывозащиты - категории и группе взрывоопасной смеси.

В Таблице 4.4 приведены токсичные и пожароопасные свойства горючих веществ. [22]

Таблица 4.4 Токсичные и пожароопасные свойства горючих веществ

Показатели	Наименование веществ	
	метан	Нефть
Плотность по воздуху	0.5543	3.5
Температура самовоспламенения, °С	450	270-320
Температура вспышки, °С	-	40-17
Предельно-допустимая концентрация, мг/м ³ в рабочей зоне	300	300
Класс опасности	4	3
Концентрационные пределы воспламенения	5-15	1.26-6.5
Действие на организм	В больших концентрациях обладает наркотическим действием	Обладает наркотическим действием

Система сигнализации в ЦДНГ Ванкорского месторождения действует по следующему принципу: при получении сигнала «Тревога» или «Пожар» дежурный, принявший сигнал от оператора, обязан:

- немедленно сообщить в пожарную охрану по телефону 01, указав адрес объекта, свою фамилию, что горит.

- лично или через дежурных выяснить обстоятельства сработки извещателя (пожар, ложное срабатывание, отсутствие энергии и т. д.).

Для обеспечения безопасности рабочих на случай пожара в наличии должны быть первичные средства пожаротушения:

- огнетушитель пенный – 8 шт.;
- ящик с песком, $V = 0,5 \text{ м}^3$ – 4 шт.;
- ящик с песком, $V = 1 \text{ м}^3$ – 2 шт.;
- лопаты – 5 шт.;
- ломы – 2 шт.;
- топоры – 2 шт.;
- багры – 2 шт.;
- ведра пожарные – 4 шт.

Противопожарный инструмент должен находиться на щитах в специально отведенных местах. Запрещается использовать противопожарный инструмент не по назначению.

4.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях

При эксплуатации скважин на кустовой площадке возможны аварийные и чрезвычайные ситуации, представленные в таблице 4.1.

Наиболее распространенными и опасными аварийными ситуациями при эксплуатации механизированным фондом являются пожары и разливы нефти.

Опасность пожаров и взрывов на производственных объектах нефтегазодобывающей промышленности характерна для всех технологических процессов, начиная от добычи нефти, газа или конденсата и заканчивая их переработкой. Вероятность возникновения этих явлений, возможные масштабы и последствия их воздействия на здоровье и жизнь работающих зависят от объемов и свойств горючих материалов и веществ, условий поступления, распространения и накопления их в воздухе.

Добыча нефти и газа производится непрерывно, круглосуточно и круглогодично. Общая численность работающих на кустовой площадке при выполнении исследуемых операций составляет 8-10 человек.

Каждый работник предприятия, находящийся на территории кустовой площадки полностью обеспечен средствами индивидуальной защиты, а также медицинской аптечкой на случай аварийных или экстренных ситуаций.

На территории всего месторождения находятся склады с химическими веществами (кислоты, щелочи), имеется сеть трубопроводов, доставляющих добытый флюид в магистральный трубопровод.

Жилые блоки обеспечиваются водо- и теплоснабжением, общежития отапливаются с помощью ГТЭС. Кустовые площадки и отдельные производственные объекты обеспечиваются электроэнергией сетями ЛЭП.

Для исключения возникновения аварий необходимо проводить ежедневный осмотр оборудования и агрегатов.

Каждый сотрудник предприятия должен быть ознакомлен с планом действий в случае возникновения аварийных и чрезвычайных ситуаций.

Для безопасного пуска производства после аварии, ответственный руководитель работ определяет порядок обследования оборудования скважин, электрооборудования, трубопроводов, вентиляции с целью установления полного соответствия их требованиям производственной и пожарной безопасности. После этого он даёт указания о переходе на нормальный режим работы.

4.7 Экологичность проекта

При разработке Ванкорского месторождения необходимо предусмотреть следующие мероприятия по охране атмосферного воздуха: испытание трубопроводов на прочность и герметичность; стопроцентный контроль швов сварных стыков трубопроводов; применение герметизированной системы сбора

углеводородов; оборудование всех аппаратов и сосудов, работающих под давлением, предохранительными клапанами с обвязкой на факельную систему.

Основными действиями по охране почв являются:

- прокладка дорог к буровым установкам, скважинам и другим объектам с учетом минимального разрушающего воздействия на почву;
- устройство нефтеловушек, дренажа на пониженных участках местности;
- сооружение систем накопления отходов бурения;
- устройство закрытых помещений для хранения химреагентов;
- сбор, откачка плавающих нефтепродуктов из шламового амбара и нефтеловушек для последующей их утилизации;
- обезвреживание отходов бурения методом отвердения;
- после завершения работ проводятся работы по восстановлению нарушенных земель.

К мероприятиям, обеспечивающим снижение воздействия на животный мир, относятся: минимальное отчуждение земель для сохранения условий обитания животных и птиц; проведение строительных работ в зимний период с целью снижения воздействия на орнитофауну; комплексная автоматизация объектов добычи, сбора, транспорта углеводородов, оборудование водозаборных устройств рыбозащитными сетками; уборка остатков материалов, конструкций и строительного мусора по завершении строительства; хранение нефтепродуктов в герметичных емкостях.

Природоохранные мероприятия по охране поверхностных водотоков и подземных вод включают:

- полную герметизацию системы сбора и транспортировки нефти и газа, обвалование скважин;
- систематический контроль (2 раза в сутки) за состоянием технологического оборудования;
- оборудование приустьевых площадок скважин для сбора ливневых и производственных стоков, ежеквартальный контроль за качеством воды.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

На данный момент на Ванкорском месторождении единственный способ механизированной добычи это эксплуатация скважин с помощью УЭЦН. Но тем не менее эксплуатация УЭЦН к сожалению не обходится без ремонтов скважин. За 2014 год на производстве было произведено 78 ремонтов скважин, оборудованных установками ЭЦН. Основные причины выхода из строя установок ЭЦН: засорение мех. примесями, солеотложение, пагубное влияние газа, коррозия, механическое повреждение кабеля, а так же износ оборудования и брак монтажа.

В дипломной работе были рассмотрены альтернативы УЭЦН в качестве механизированной добычи в условиях Ванкорского месторождения в том числе: ШНСУ, ШВН и газлифтная эксплуатация.

Газлифтная эксплуатация является хорошей альтернативой УЭЦН и позволяет экономически эффективно эксплуатировать скважины месторождения как на начальном этапе обустройства месторождения (бескомпрессорный или внутрискважинный газлифт), так и на позднем после строительства газокompрессорной станции.

Внедрение газлифтно эксплуатации на Ванкорском месторождении позволило бы значительно снизить операционные расходы за счет:

- стоимости насосного оборудования;
- стоимости электроэнергии для УЭЦН;
- значительного снижения КРС;

Дополнительным преимуществом газлифтной эксплуатации является возможность проводить ПГИ (полнороходной диаметр) в добывающих скважинах, что значительно повысило бы количество исследований на скважинах и позволило бы значительно повысить эффективность разработки месторождения.

ОБОЗНАЧЕНИЯ И НАИМЕНОВАНИЯ

А.о – абсолютная отметка
АГРП – автоматический гидроразрыв пласта
АСПО – асфальто-смоло-парафинистые отложения
ВГВ - водогазовое воздействие
ВНК – водо-нефтяной контакт
ВНФ - водонефтяной фактор
ГВК – газо-водяной контакт
ГДИС – гидро-динамические исследования скважин
ГИС – геофизические исследования скважин
ГНК – газо-нефтяной контакт
ГРП – гидроразрыв пласта
ГСМ - горюче смазочные материалы
ГТЭС - Газотурбинная электростанция
ГШ – газовая шапка
ДНС - дожимная насосная станция
КИН – коэффициент извлечения нефти
ММП – многолетнемёрзлые породы
НГКМ – нефтегазоконденсатное месторождение
НИЗ – начальные извлекаемые запасы
НКТ – насосно-компрессорная труба
НМУ - неметановые углеводороды
ОРЗ - одновременно раздельная закачка
ПАВ – поверхностно активные вещества
ПГИ- промысловые геофизические исследования
ПДК - предельно допустимая концентрация
ППД – поддержание пластового давления
РИР - ремонтно изоляционные работы
СЗЗ - санитарно защитная зона
ФЕС – фильтрационно-ёмкостные свойства
ФОН – фонтанный метод
ЦПС - центральный пункт сбора.
УЭЦН – установка электроцентробежного насоса
ШВН - штанговый винтовой насос
УШСН – штанговая скважинная насосная установка
ГЛ - газлифт

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Коршак А.А., Шаммазов А.М. Основы нефтегазового дела, Уфа 2001г.
2. Нефтепромысловое дело. Тр. Гипровостокнефти, вып. XXVI, Куйбышев, 1975, стр. 51-59.
3. Справочник по нефтепромысловому оборудованию / Под ред. Е.И.Бухаленко. – М.: Недра, 1983. – 399 с.
4. Кудинов, В. И. Основы нефтегазового дела : учеб. для вузов / В. И. Кудинов. – М. – Ижевск : Институт компьютерных исследований – Удмуртский государственный университет, 2004. – 720 с.
5. Щуров, В. И. Технология и техника добычи нефти : учеб. для вузов / В. И. Щуров. – М. : ООО ТИД «Альянс», 2005. – 510 с.
6. Богданов А.А. Погружные центробежные электронасосы для добычи нефти. – М.: Недра, 1965. – 272 с.
7. Галлямов М.Н., Батталов Р.М., Узбеков Р.Б. Установление оптимальных режимов эксплуатации скважин, оборудованных УЭЦН // Нефтепромысловое дело, 1981. – № 12. – С. 14–16.
8. Технологический регламент на применение оборудования для эксплуатации скважин установками погружных центробежных насосов. РД 39–0147276–018–95. Составители БашНИПИНефть. .
9. Газлифтная эксплуатация: Последние достижения/
http://rogtecmagazine.com/PDF/Issue_004/08.pdf
- 10.Мордвинов, А.А. М 79 Газлифтная эксплуатация нефтяных и газовых скважин [Текст] : метод. указания / А. А. Мордвинов, О. А. Миклина. – Ухта : УГТУ, 2013. – 39 с.
- 11.Фонтанный и газлифтный способы добычи нефти/
<http://www.ngfr.ru/ngd.html?neft13>
- 12.Безопасность жизнедеятельности : учеб.-метод. пособие для выполнения раздела «Безопасность и экологичность» выпускной квалификационной

- работы [Электронный ресурс] / сост. : Е. В. Мусияченко, А. Н. Минкин. - Электрон. дан. - Красноярск : Сиб. федер. ун-т, 2016
13. Инструкция по безопасности работ при разработке нефтяных и газовых месторождений НК Роснефть
14. РД 08-200-98 Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности (в редакции Госгортехнадзора РФ от 11.08.2000 N 44, от 20.06.2002 N 30)
15. СНиП 41 -01 -2003 «Отопление, вентиляция и кондиционирование».
16. СНиП 2.09.04-87 Административные и бытовые здания, 1987г.
17. СНиП 23-03-2003 Защита от шума, 2003г.
18. СНиП 11-4-79 Естественное и искусственное освещение
19. СанПиН 2.2.3.1384-03 Гигиенические требования к организации строительного производства и строительных работ, 2003г.
20. СанПиН 2.2.8.49-03 Средства индивидуальной защиты кожных покровов персонала радиационно-опасных производств, 2003г.
21. ГН 2.2.5.1313-03 Предельно допустимые концентрации (пдк) вредных веществ в воздухе рабочей зоны, 2003г.
22. Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору приказ от 12 марта 2013 года N 101 Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности"
23. Правила устройства электроустановок ПУЭ От 08.07.2002 № 204
24. Федеральный закон от 22 июля 2008 г. N 123-ФЗ "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности" (с изменениями и дополнениями)
25. Федеральный закон от 22 июля 2008 г. N 123-ФЗ "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности"
26. Правила устройства электроустановок. ПУЭ-87. Минэнерго, 1986. Согласовано с Госгортехнадзором 05.10.79, М., 1986.

